



Optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique permettant de minimiser la consommation et l'empreinte environnementale.

Ivan Kravtsoff

► To cite this version:

Ivan Kravtsoff. Optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique permettant de minimiser la consommation et l'empreinte environnementale.. Autre. CentraleSupélec, 2015. Français. NNT : 2015CSUP0015 . tel-01331563

HAL Id: tel-01331563

<https://theses.hal.science/tel-01331563>

Submitted on 14 Jun 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



CentraleSupélec

N° d'ordre : 2015-15-TH

CentraleSupélec

ECOLE DOCTORALE STITS

« Sciences et Technologies de l'Information des Télécommunications et des Systèmes »

THÈSE DE DOCTORAT

DOMAINE : SPI

Spécialité : Energie

Soutenue le 02 juillet 2015

par :

Ivan KRAVTZOFF

**Optimisation d'un système hybride de génération d'énergie électrique
permettant de minimiser la consommation et l'empreinte environnementale**

Directeur de thèse : Daniel SADARNAC Professeur, HDR (Supélec, Gif-sur-Yvette)

Composition du jury :

<i>Rapporteurs :</i>	Guy FRIEDRICH	Professeur (UTC, Compiègne)
	Luc LORON	Professeur (Polytech' Nantes, Saint-Nazaire)
<i>Examineurs :</i>	Demba DIALLO	Professeur (Université de Paris-Sud, Supélec)
	Gérard CHAMPENOIS	Professeur (Université de Poitiers, Poitiers)
	Jean-Claude VANNIER	Professeur (Université de Paris-Sud, Supélec)
	Philippe MANFE	Directeur scientifique (Moteurs Leroy-Somer, Angoulême)



« La théorie, c'est quand on sait tout et que rien ne fonctionne. La pratique, c'est quand tout fonctionne et que personne ne sait pourquoi. Ici, nous avons réuni théorie et pratique : Rien ne fonctionne... et personne ne sait pourquoi ! »

Albert Einstein





Remerciements

Je voudrais tout d'abord remercier grandement Guy FRIEDRICH de l'Université de Technologie de Compiègne et Luc LORON de Polytech' Nantes d'avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse. Je les remercie de l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux. Aux mêmes titres, tous mes remerciements vont à Demba DIALLO de Supélec et Gérard CHAMPENOIS de l'université de Poitiers pour leur rôle d'examinateur.

Je tiens également à remercier l'entreprise Leroy Somer et plus particulièrement Philippe Manfè, Emile Mouni Cédric Plasse qui ont cru en moi depuis mon stage de fin d'étude en 2011 et m'ont permis de réaliser cette thèse. Je merci l'ensemble du département recherche et développement électronique qui m'a beaucoup aidé pour la réalisation du prototype ainsi que Philippe Peru qui m'a aidé pour la mise en œuvre des essais en fin de thèse. Merci à Yvette Fontaneau pour sa sympathie et son amour envers nous autres doctorants.

Je remercie l'ensemble du département énergie de Supélec qui m'a accueilli dans ses locaux et plus particulièrement Philippe Dessante et Jean Claude Vannier qui m'ont encadré durant ces trois ans. Ainsi que Pierre Lefranc qui ne m'a encadré qu'une année mais avec qui je garde d'excellents souvenirs. Je n'oublie pas Stéphanie Douesnard et je la remercie pour sa disponibilité et sa bonne humeur.

Merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

J'ai bien sûr une pensée pour l'ensemble des doctorants avec qui j'ai pu travailler mais avec qui j'ai également eu de très bons moments. Je pense en particulier à Dany avec qui j'ai passé l'intégralité de ma thèse mais également à Florent.

Je n'oublie pas les autres doctorants : les plus anciens que je n'ai que peu côtoyé : Nicolas, Christophe, Soukayna ; Ceux avec qui j'ai passé mes trois années de thèse : Gilbert, Antoine, Carmen, Thomas, Sarah ; Et les petits nouveaux : Samy, Jad, Julien, Nadim, Paul à qui je souhaite bon courage pour la fin de leurs travaux.

Je remercie m'a famille et particulièrement mes parents qui ont fait de moi ce que je suis devenu et sans qui je ne serai jamais allé jusque-là. Je suis reconnaissant pour les sacrifices qu'ils ont pu faire ainsi que pour leur soutien toutes ces années.

Une dernière pensée va pour Pauline, quoi que je puisse dire ici, ce ne sera jamais assez pour décrire ma pensée alors merci d'être simplement là pour moi !



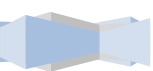


Table des matières

Table des matières	7
Table des figures.....	11
Introduction générale.....	14
Chapitre I Etat de l'art et contexte de l'étude.....	16
I Les systèmes de stockage d'énergie	17
I.1 Les technologies	17
I.2 Les volants d'inertie.....	18
I.3 Les super-condensateurs.....	19
I.4 Stockage par énergie chimique	21
I.4.1 Batterie au plomb.....	23
I.4.2 Batterie Nickel-Cadmium(NiCd)	24
I.4.3 Batterie nickel-hydrure métallique	24
I.4.4 Batterie Nickel-Zinc	24
I.4.5 Batterie Lithium-ion	25
I.4.6 Batterie à flux	25
I.4.7 Pile à combustible	26
I.5 Comparaison des systèmes de stockage	26
II Dimensionnement d'un système hybride	29
III Stratégie de gestion énergétique	31
III.1.1 Principe d'optimalité de Bellman	32
III.1.2 Principe du maximum de Pontryagin	33
IV Conclusion	34
Chapitre II Modélisation des composants du système	36
I Introduction.....	38
II Moteur thermique.....	38
II.1.1 Généralité sur les diagrammes de consommation spécifique	38
II.1.2 Typage moteur	39
II.1.3 Moteur turbocompressé vs moteur à aspiration naturelle	40
II.1.4 Diagrammes fournis	41
III Alternateur synchrone bobiné	43
III.1 Modélisation électrique	43
III.1.1 Modélisation en régime permanent	43



III.1.2	Détermination des paramètres du modèle.....	45
III.2	Evaluation des pertes de l'alternateur	46
III.2.1	Pertes mécaniques	46
III.2.2	Pertes dans la roue polaire.....	47
III.2.3	Pertes dans l'induit.....	47
III.2.4	Pertes dans l'inducteur.....	47
III.2.5	Pertes dans le pont de diode.....	48
III.2.6	Pertes fer	48
III.2.7	Pertes Stator.....	49
III.2.8	Pertes supplémentaires.....	49
III.2.9	Pertes totales.....	49
III.3	Prise en compte de la tension de bobinage dans le modèle.....	50
III.4	Comparaison du rendement modélisé avec celui mesuré	51
IV	Électronique de puissance.....	53
IV.1	Modélisation électrique	53
IV.1.1	Redresseur.....	53
IV.1.2	Onduleur.....	55
IV.1.3	Convertisseur DC/DC	59
IV.1.4	Convertisseur DC/DC entrelacé	60
IV.2	Evaluation des pertes des convertisseurs	62
IV.2.1	Redresseur.....	62
IV.2.2	Onduleur.....	63
IV.2.3	Pertes dans les diodes	64
IV.2.4	Convertisseur DC/DC	64
IV.2.5	Inductance	65
IV.2.6	Modélisation des composants semi-conducteurs.....	68
V	Système de stockage	68
VI	Conclusion	70
Chapitre III	Méthodes mathématiques	72
I	Introduction.....	73
II	Principe de base de la programmation dynamique	74
III	Programmation dynamique de Bellman en temps discret	75
III.1	Equation de Hamilton-Bellman-Jacobi	76
III.2	Application de l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi au groupe électrogène hybride ..	77



III.3	Méthodes pour réduire le temps de calcul	80
III.3.1	Méthode de la grille grossière.....	80
III.3.2	Méthode par relaxation	80
III.3.3	Méthode proposée.....	81
III.3.4	Calcul matriciel	82
IV	Exemple de stratégie de contrôle optimal	82
V	Optimisation par évolution différentielle.....	86
V.1	Principe général.....	86
V.2	Population initiale	87
V.3	Processus itératif	88
V.3.1	Mutation.....	88
V.3.2	Croisement	89
V.3.3	Sélection	90
V.4	Optimisation multi-objectifs.....	91
V.4.1	Front de Pareto.....	91
V.4.2	Principe de classement des individus.....	92
VI	Conclusion	94
Chapitre IV Optimisation du dimensionnement du système		96
I	Introduction.....	97
II	Profils de charge aléatoires	97
II.1	Définitions des profils de charge	97
II.2	Résultats d'optimisation.....	98
II.2.1	Front de Pareto.....	99
II.2.2	Evolution des paramètres	103
II.2.3	Relation entre la tension de bus et la tension de bobinage de la machine	103
II.2.4	Corrélation.....	108
II.2.5	Influence du facteur de charge	110
II.2.6	Comparaison entre les facteurs de charge.....	118
II.2.7	Optimisation du coût de fonctionnement.....	119
II.2.8	Retour sur investissement.....	120
III	Profils de charge des grues portuaires	123
III.1	Optimisation pour un profil avec la possibilité de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container.....	125
III.2	Optimisation pour un profil avec l'interdiction de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container.....	129



III.3	Comparaison avec un système à vitesse variable	131
IV	Conclusion	133
Chapitre V Validation expérimentale		135
I	Introduction.....	136
II	Dimensionnement et réalisation du prototype de groupe hybride.....	137
II.1	Moteur diesel	137
II.1.1	Choix des moteurs diesel.....	137
II.1.2	Mesure de la consommation de carburant.....	138
II.2	Choix du profil de charge.....	138
II.2.1	Profil aléatoire	139
II.2.2	Profil grue portuaire	139
II.3	Dimensionnement de l'alternateur	140
II.4	Étude de la commande optimale	141
II.5	Choix et dimensionnement du système de stockage d'énergie.....	143
II.6	Dimensionnement de l'électronique de puissance.....	146
II.6.1	Convertisseur DC/DC	147
II.6.2	Redresseur.....	149
II.6.3	Onduleur.....	150
II.7	Structure de contrôle	152
III	Réalisation du prototype.....	153
IV	Conclusion	156
Conclusion générale		157
Bibliographie.....		159



Table des figures

Figure 1 - Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge	17
Figure 2 - Schéma de principe d'un système de stockage par volant d'inertie.....	19
Figure 3 - Principe de fonctionnement des super-condensateurs	20
Figure 4 – Pile électrique de Bagdad (source : <i>Iran Chamber Society</i>).....	21
Figure 5 - Principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique	22
Figure 6 - Principe d'une batterie à flux	25
Figure 7 - Répartition des technologies en fonction des besoins en puissance et énergie de l'application	28
Figure 8 - Illustration des méthodes de conception des systèmes	30
Figure 9 - Illustration du principe d'optimalité de Bellman	32
Figure 10 - Synoptique groupe électrogène hybride.....	38
Figure 11 – Comparaison entre le typage d'un moteur industriel et automobile	40
Figure 12 - Typage moteur automobile "bas régimes"	40
Figure 13 - Diagramme de consommation spécifique pour un moteur de type industriel	41
Figure 14 - Diagramme de consommation spécifique pour un moteur de type automobile	42
Figure 15 - Diagramme de consommation spécifique pour le moteur Perkins	42
Figure 16 - Représentation schématisée des machines "d" et "q"	44
Figure 17 - Diagramme vectoriel de la machine synchrone bobinée.....	44
Figure 18 - Détermination des paramètres du modèle.....	45
Figure 19 - Schéma simplifié d'un alternateur synchrone bobiné	46
Figure 20 - Pertes mécaniques essai alternateur	47
Figure 21 - Pertes fer vs fréquence d'une machine synchrone bobinée.....	49
Figure 22 – Cartographie de rendement mesuré pour un alternateur de 36kVA avec $\cos(\varphi) = 0.8$	52
Figure 23 - Cartographie de rendement modélisé pour un alternateur de 36kVA avec $\cos(\varphi) = 0.8$..	52
Figure 24 - Pont de diode triphasé	53
Figure 25 - Forme d'onde de la tension et des courants en entrée du pont de diode	54
Figure 26 - Représentation du courant redressé	55
Figure 27 - Schéma électrique d'un onduleur triphasé	56
Figure 28 - MLI sinus-triangle	57
Figure 29 - Tension de sortie d'onduleur en fonction du coefficient de réglage de tension	58
Figure 30 - Cellule de commutation bidirectionnelle en courant	59
Figure 31 - Tension aux bornes de l'inductance.....	60
Figure 32 - Convertisseur DC/DC entrelacé à 3 bras	61
Figure 33 - Ondulation de courant en fonction du nombre de bras et du rapport cyclique	62
Figure 34 - Géométrie d'une inductance.....	66
Figure 35 - Comparaison du modèle de l'inductance avec les données constructeur	67
Figure 36 - Circuit électrique du modèle CIEMAT	69
Figure 37 - Flux de puissance possible dans le groupe électrogène hybride	73
Figure 38 – Exemple de graphe orienté	74
Figure 39 - Application du principe de programmation dynamique sur un exemple simple.....	75
Figure 40 - Illustration des flux de puissance dans un système avec stockage d'énergie.....	78



Figure 41 - Représentation de la zone de recherche à mailler	79
Figure 42 - Méthode de la grille grossière.....	80
Figure 43 - Méthode par relaxation	81
Figure 44 – Méthode proposée	82
Figure 45 - Puissance produite par le groupe électrogène	83
Figure 46 - Evolution de l'état de charge de la batterie	84
Figure 47 - Synoptique de l'algorithme génétique.....	87
Figure 48 - Mécanisme de mutation de l'algorithme à évolution différentielle	89
Figure 49 - Mécanisme de croisement de l'algorithme à évolution différentielle.....	90
Figure 50 - Principe de domination au sens de Pareto	91
Figure 51 - Illustration du front de Pareto	92
Figure 52 – Illustration du principe de calcul de la crowding distance	93
Figure 53 - Classification des individus par rang	94
Figure 54 - Trois profils de charge aléatoires	98
Figure 55 - Fronts de Pareto pour les profils aléatoires	99
Figure 56 - Quantité d'énergie du système de stockage le long des profils de Pareto	100
Figure 57 - Gain sur la consommation de carburant sur les fronts de Pareto	100
Figure 58 - Décroissance rapide du gain sur le profil aléatoire avec un facteur de charge de 70% ...	101
Figure 59 - Surconsommation de carburant due au downsizing du moteur	102
Figure 60 - Downsizing moteur diesel grâce au système de stockage	103
Figure 61 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de la tension de bus continu	104
Figure 62 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de la vitesse maximale du moteur diesel	105
Figure 63 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de sa puissance nominale ...	106
Figure 64 - Evolution de la puissance de l'alternateur le long des fronts de Pareto.....	107
Figure 65 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 70%	110
Figure 66 - Gain des profils avec un facteur de charge de 70%	111
Figure 67 – Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 70%	112
Figure 68 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 50%	113
Figure 69 - Gain des profils avec un facteur de charge de 50%	114
Figure 70 - Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 50%	115
Figure 71 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 30%	116
Figure 72 - Gain des profils avec un facteur de charge de 30%	117
Figure 73 - Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 30%	118
Figure 74 – Gain de consommation en carburant des profils aléatoires	119
Figure 75 – Gain sur le coût de fonctionnement total	120
Figure 76 - Retour sur investissement en années	121
Figure 77 - Coût total d'investissement et de fonctionnement pour une utilisation pendant 5 ans..	122
Figure 78 - Grue portuaire.....	123
Figure 79 – Relevés de la consommation d'une grue portuaire	124
Figure 80 - Modélisation du profil grue portuaire avec un pas de temps de 5 secondes.....	124



Figure 81 - Front de Pareto pour une optimisation avec un profil ayant la possibilité de récupérer l'énergie restituée lors de la descente du container.....	126
Figure 82 - Capacité de stockage du groupe hybride en fonction de son coût d'investissement.....	127
Figure 83 - Gain sur la consommation en fonction du coût d'investissement.....	128
Figure 84 - Puissance de dimensionnement du moteur diesel en fonction de la capacité de stockage	129
Figure 85 – Réduction de la consommation attribuée à la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container	130
Figure 86 - Gain attribué à la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container	131
Figure 87 – Gain du système avec un moteur diesel fonctionnant à deux vitesses de rotation	132
Figure 88 - Comparaison des types de structures pour l'application grue portuaire	133
Figure 89 - Synoptique du prototype avec un système hybride	136
Figure 90 - Synoptique du prototype avec un système classique	136
Figure 91 - Moteur Perkins 1103A-33G (14.4kW)	137
Figure 92 - Moteur Lombardini LDW 1603 (24kW)	137
Figure 93 - Schéma typique du circuit d'injection d'un moteur diesel extrait de la documentation technique du débitmètre	138
Figure 94 - Profil de charge aléatoire avec un facteur de charge de 30%.....	139
Figure 95 - Profil de charge de grue portuaire réduit à une puissance maximale de 24kW	140
Figure 96 - Forme d'onde des tensions de l'alternateur	141
Figure 97 - Profil de charge et puissance générée par le groupe électrogène	142
Figure 98 - Vitesse de rotation du moteur diesel.....	143
Figure 99 - Puissance délivrée ou absorbée par la batterie	144
Figure 100 - Evolution de l'état de charge de la batterie	145
Figure 101 - Modules Synerion.....	146
Figure 102 - Convertisseur DC/DC entrelacé à 3 bras	147
Figure 103 – Tension et courant aux bornes de l'inductance	147
Figure 104 - Courant traversant le condensateur de bus	148
Figure 105 - Courant redressé.....	149
Figure 106 - Structure de contrôle du mode traditionnel.....	152
Figure 107 - Structure de contrôle du mode hybride.....	153
Figure 108 - Prototype : Convertisseurs électroniques et système de stockage	154
Figure 109 - Interface graphique du logiciel de supervision	155
Figure 110 - Contrôle de flux de puissance échangés avec le réseau	155



Introduction générale

Les systèmes de stockage d'énergie sont présents dans de nombreuses applications. On retrouve ces systèmes de stockage aussi bien dans des applications stationnaires, telles que les énergies renouvelables, ou dans des applications embarquées, comme la voiture électrique. Toutefois, les problématiques peuvent être assez variées. En effet, le système de stockage pourra être utilisé en tant que source primaire d'énergie, mais il pourra également être associé à une autre source dans le but d'améliorer le bilan énergétique du système. Néanmoins, pour qu'à l'avenir l'utilisation des systèmes de stockage puisse se développer, de nombreux défis devront être relevés : en exemple, nous pouvons citer des problématiques essentielles comme celles qui sont liées à leur dimensionnement ou encore à leurs exploitations optimales.

De nos jours, les groupes électrogènes peuvent être utilisés soit comme solution temporaire, comme c'est le cas dans les hôpitaux avec les groupes de secours ; soit comme solution permanente. Pour cette seconde utilisation, on s'en servira plutôt dans le cas des applications qui sont éloignées d'un réseau de forte puissance, ou dans celui des systèmes embarqués comme ceux présents dans les bateaux. Le problème étant que dans de nombreux cas, les charges étant très variables, le groupe électrogène est souvent surdimensionné et utilisé à puissance réduite. Ce mode de fonctionnement a pour conséquence de dégrader fortement le rendement du groupe et provoque un encrassement prématuré du moteur thermique.

Cette thèse s'inscrit dans ce contexte. L'objectif est d'étudier le développement d'un groupe électrogène associé à un système de stockage d'énergie, que nous nommerons groupe électrogène hybride. Le but de cette étude est d'améliorer les performances énergétiques et donc de réduire la consommation de carburant du groupe ainsi que ses émissions de gaz à effet de serre. Nous avons retenu dans cette thèse une solution d'hybridation série. Bien qu'elle nécessite la conversion totale de l'énergie fournie par l'alternateur, cette solution présente l'avantage d'être plus flexible, ce qui nous permet de gérer au mieux les flux d'énergie transitant dans le système. Nous pourrions alors faire fonctionner le groupe électrogène à vitesse variable dans le but d'utiliser le moteur diesel avec de meilleurs rendements. Afin de faire fonctionner le groupe électrogène le plus souvent à pleine charge, nous pourrions également réduire la puissance du moteur et de l'alternateur. Le complément de puissance demandé pourra alors être fourni par le système de stockage du groupe hybride.

Pour aborder les questions du dimensionnement des ressources matérielles et de leur utilisation optimale, une méthodologie est développée dans cette thèse. La recherche de la stratégie de gestion de l'énergie optimale est basée sur l'algorithme de programmation dynamique de Bellman. Elle sera associée à un algorithme d'optimisation à évolution différentielle pour optimiser le dimensionnement de la structure hybride. Les fonctions de coûts des optimisations sont obtenues par le développement de modèles énergétiques et économiques. Grâce à cette méthode, nous montrons que les gains d'un groupe électrogène hybride sont fortement liés à l'utilisation que l'on aura de celui-ci. Il sera donc primordial de bien connaître les profils de charge de l'application avant de dimensionner la structure toute entière du groupe électrogène hybride.

Par conséquent, dans le premier chapitre de cette thèse, nous commencerons par présenter un bref descriptif des solutions de stockage utilisées aujourd'hui. Ensuite, afin d'aborder la question du



dimensionnement des systèmes hybrides, nous ferons un état de l'art sur les méthodologies présentes dans la littérature scientifique. Enfin, nous traiterons des méthodes de contrôle optimal pour manager les flux de puissance au sein de l'architecture hybride.

Dans Le second chapitre, nous étudierons plus en détails la structure retenue ainsi que les différents modèles utilisés pour décrire l'ensemble des sous-systèmes. Ces modèles nous serviront par la suite de point d'entrée aux algorithmes d'optimisation.

Le chapitre 3, quant à lui, traitera des méthodes mathématiques utilisées dans cette thèse. Nous présenterons alors l'algorithme basé sur la programmation dynamique de Bellman qui nous sert à calculer la stratégie de gestion optimale des flux énergétiques. L'objectif de cet algorithme est de calculer la consommation minimale d'un dimensionnement de groupe hybride pour un profil donné. Cette valeur servira de point d'entrée pour optimiser le dimensionnement du système, grâce à un algorithme d'évolution différentielle, qui sera présenté en seconde partie du chapitre 3.

C'est dans le chapitre 4 que nous développerons les résultats obtenus. Nous montrerons alors, qu'en théorie, des gains importants de réduction de consommation de carburant peuvent être obtenus. Nous étudierons également l'importance que le facteur de charge du profil peut avoir sur les performances et nous montrerons la nécessité de bien connaître l'application que l'on en fera, avant de réaliser le dimensionnement d'un groupe électrogène hybride. En parallèle, nous développerons également des modèles économiques qui nous permettront d'évaluer son coût de fonctionnement. Ainsi, l'optimisation ne se basera plus uniquement sur la consommation de carburant du groupe hybride, mais également sur les coûts de maintenance et d'usure du système.

Ce dernier chapitre a eu pour objectif l'élaboration d'un prototype de groupe électrogène hybride, ce qui nous servira à valider les résultats obtenus lors des simulations. La réalisation de ce prototype sera détaillée dans le chapitre 5.



Chapitre I

Etat de l'art et contexte de l'étude

I	Les systèmes de stockage d'énergie	17
I.1	Les technologies	17
I.2	Les volants d'inertie	18
I.3	Les super-condensateurs.....	19
I.4	Stockage par énergie chimique	21
I.4.1	Batterie au plomb.....	23
I.4.2	Batterie Nickel-Cadmium(NiCd)	24
I.4.3	Batterie nickel-hydrure métallique	24
I.4.4	Batterie Nickel-Zinc	24
I.4.5	Batterie Lithium-ion	25
I.4.6	Batteries à flux.....	25
I.4.7	Pile à combustible	26
I.5	Comparaison des systèmes de stockage	26
II	Dimensionnement d'un système hybride	29
III	Stratégie de gestion énergétique	31
III.1.1	Principe d'optimalité de Bellman	32
III.1.2	Principe du maximum de Pontriaguine	33



I Les systèmes de stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie possède de nombreux domaines d'application. On pourra l'utiliser comme solution pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables fluctuantes mais aussi pour améliorer l'efficacité énergétique ou apporter de la flexibilité aux systèmes énergétiques ou encore pour renforcer la sécurité et la fiabilité des réseaux.

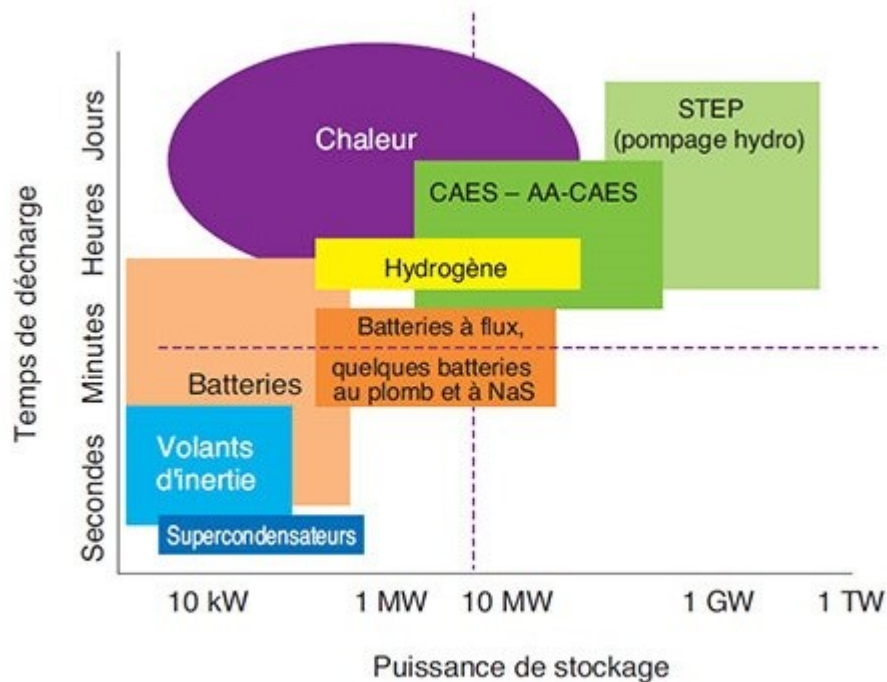
Dans le cas d'un groupe électrogène hybride, le système de stockage d'énergie nous servira à maîtriser la production du moteur thermique pour en minimiser sa consommation. Nous nous positionnons donc dans le cadre du système de stockage ayant pour objectif d'améliorer l'efficacité énergétique d'un groupe électrogène traditionnel. Regardons alors quelles sont les technologies actuelles qui sont susceptibles de répondre à nos besoins pour l'hybridation d'un groupe électrogène.

I.1 Les technologies

L'énergie électrique ne se stocke jamais sous sa forme première et nécessite une transformation pour être stockée sous une autre forme. On pourra par exemple la stocker sous forme :

- mécanique (énergie potentielle ou cinétique),
- thermique (chaleur latente ou sensible),
- chimique (accumulateur, hydrogène),
- électromagnétique (bobines supraconductrice).

Selon les caractéristiques souhaitées, différentes technologies existent. Certaines seront bien adaptées pour des fortes puissances, d'autres pour des quantités d'énergie stockées très importantes.



Source : IFPEN d'après diverses sources

Figure 1 - Les différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et du temps de décharge



La figure 1 montre la répartition des différentes technologies de stockage en fonction de leur puissance et de leur autonomie. Ceci ne reste qu'un ordre de grandeur car les technologies évoluent assez rapidement notamment pour les batteries lithium et les super-condensateurs qui sont en pleine expansion. Dans le cadre de cette thèse, le système de stockage devra être lié au groupe électrogène et devra donc rester transportable. Nous ne parlons pas ici de système de stockage mobile comme on peut les retrouver dans les véhicules électriques mais bien de système de stockage transportable car ils peuvent être amenés à être déplacés mais ne sont que très rarement en mouvement lors de leurs utilisations. Nous pouvons d'ores et déjà écarter de notre étude les technologies de pompage hydraulique, de stockage par la chaleur ou de stockage par air comprimé qui nécessitent des installations à part entière et ne sont utilisées que pour de très fortes puissances, en général supérieures au mégawatt.

De plus, nous bornons notre étude à des groupes électrogènes d'une puissance comprise entre 10kW et quelques centaines de kilowatts. Nous nous intéresserons alors par la suite exclusivement aux technologies des volants d'inertie, des super-condensateurs et des batteries électrochimiques.

1.2 Les volants d'inertie

Un volant d'inertie est un système permettant le stockage de l'énergie sous forme cinétique dans une masse en rotation. Son intégration peut se faire directement sur l'arbre moteur. Néanmoins pour l'utiliser en tant que stockage électrique, il doit être associé à une machine électrique qui fonctionne en moteur ou en générateur suivant les flux de puissance souhaités. En notant \mathfrak{M} le moment d'inertie du rotor et ω sa vitesse de rotation, on peut écrire l'énergie stockée suivant la formule (1) :

$$E = \frac{1}{2} \mathfrak{M} \omega^2 \quad (1)$$

Dans le cas d'un cylindre plein de rayon r et de masse m , le moment d'inertie peut s'écrire suivant l'équation (2) :

$$\mathfrak{M} = \frac{1}{2} m r^2 \quad (2)$$

La quantité d'énergie stockée est donc proportionnelle à la masse en rotation m , au carré de sa vitesse de rotation ω et au carré de son rayon r . Les systèmes à haute vitesse sont donc souvent utilisés pour éviter d'avoir un encombrement ou un poids trop importants. Pour les volants d'inertie haute vitesse, il devient intéressant de les placer sur des paliers magnétiques et dans des enceintes sous vide pour limiter au maximum les pertes mécaniques par frottements. Même si cela rajoute des pertes de par la pompe à vide et l'électroaimant des paliers magnétiques, le gain apporté reste favorable. La vitesse de rotation est néanmoins limitée par la résistance à l'étirement des matériaux. Les volants les plus modernes sont en fibre de carbone, un matériau plus souple que l'acier, et tournent en lévitation magnétique, sous vide, entre 20 000 et 50 000 tours par minute. Il est nécessaire, par sécurité, d'encapsuler le rotor dans un boîtier très résistant, ce qui représente souvent un poids encore plus important que le rotor lui-même, mais en fait un système robuste. La vitesse maximale de rotation est atteinte après quelques dizaines de secondes seulement, ce qui en fait un mode de stockage parmi les plus rapides au niveau du chargement.



La décharge d'énergie se fait également sur des échelles de temps très courtes (typiquement de l'ordre de la seconde). L'utilisation de volants d'inertie permet donc d'obtenir de forts et courts apports de puissance.

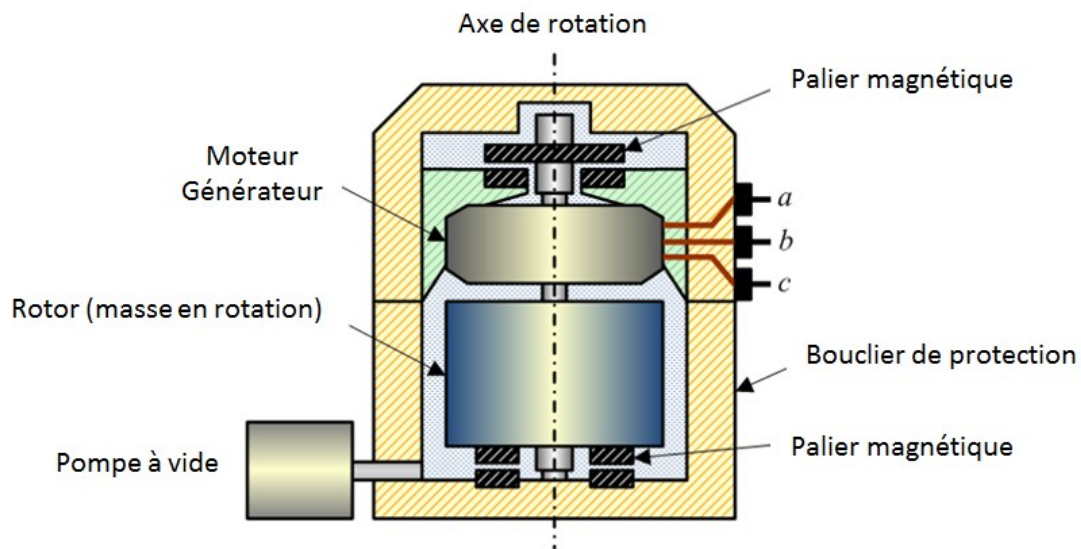


Figure 2 - Schéma de principe d'un système de stockage par volant d'inertie

Une autre qualité du volant d'inertie est sa durée de vie : elle est estimée à 15-20 ans, les dégradations majeures prenant place dans la pompe à vide ou les roulements. Ces derniers n'existent pas si le volant est en suspension magnétique. De plus, la maintenance est très peu onéreuse comparée à celle d'une batterie. Ce mode de stockage est cependant réservé au stockage de court terme, car les pertes internes sont à hauteur d'environ 35% par heure à cause des frottements. L'encapsulation sous vide avec suspension magnétique peut toutefois augmenter l'efficacité jusqu'à 97% mais représente un coût important.

Le stockage d'énergie par volant d'inertie est utile pour la régulation et l'optimisation énergétique d'un système, il ne permet pas d'obtenir une durée d'autonomie importante comme les batteries électrochimiques. Néanmoins, des recherches sont en cours pour développer des systèmes pouvant stocker l'énergie jusqu'à 1heure. Comme par exemple la société Beacon POWER qui travaille sur un système 100KWh – 100KW.

I.3 Les super-condensateurs

Le principe reste le même que celui d'un condensateur classique à la seule différence que la valeur de sa capacité est beaucoup plus élevée. Un condensateur emmagasine de l'énergie en stockant des charges statiques au contraire des batteries où l'énergie est stockée grâce à des réactions électrochimiques. Il existe trois grandes familles de condensateurs :

- Les condensateurs électrostatiques,
- les condensateurs électrolytiques et
- les super-condensateurs.

Les condensateurs électrostatiques et électrolytiques ne permettent pas de stockage d'énergie important et sont principalement utilisés pour les circuits électroniques ou comme élément de



filtrage pour les convertisseurs d'électronique de puissance. Les super-condensateurs sont très bien adaptés pour stocker de l'énergie pour une application nécessitant une fréquence de charge et de décharge assez élevée avec des pics de courants élevés sur une durée limitée. L'énergie emmagasinée est de la forme suivante :

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (3)$$

Avec C la valeur de la capacité qui est fonction de ϵ la permittivité du matériau entre les électrodes, S la surface en regard et d la distance qui les sépare.

$$C = \epsilon \frac{S}{d} \quad (4)$$

Un super condensateur est composé d'électrodes. Le plus souvent ces électrodes sont en charbon actif mais peuvent aussi être en tissu activé ou en oxyde de ruthénium. Avec le charbon actif et le tissu activé, on peut atteindre des surfaces spécifiques de l'ordre de 2000 à 3000m²/g. Ces électrodes sont plongées dans un électrolyte qui contient des ions positifs et des ions négatifs appelés respectivement cations et anions. Ces ions sont obtenus par dissolution d'un sel par un solvant. Ce solvant sert également à séparer les ions des électrodes comme nous pouvons le voir dans le schéma de principe de la figure 3.

Lorsque l'on applique un courant aux bornes du condensateur, cela crée une accumulation de charge, l'électrolyte étant un bon isolant électrique, les charges ne peuvent passer directement d'une électrode à l'autre, créant une différence de potentiel entre les électrodes. Les cations vont alors être attirés par l'électrode négative et les anions par l'électrode positive. On se retrouve alors dans le schéma « état chargé ». Cette configuration peut être vue comme étant deux condensateurs en série : l'un composé des anions et de l'électrode chargé positivement (en défaut d'électrons) et l'autre composé des cations et de l'électrode chargé négativement (en excès d'électrons). On voit également sur la figure 3 l'utilité du solvant qui va empêcher les ions de rentrer en contact avec les électrodes.

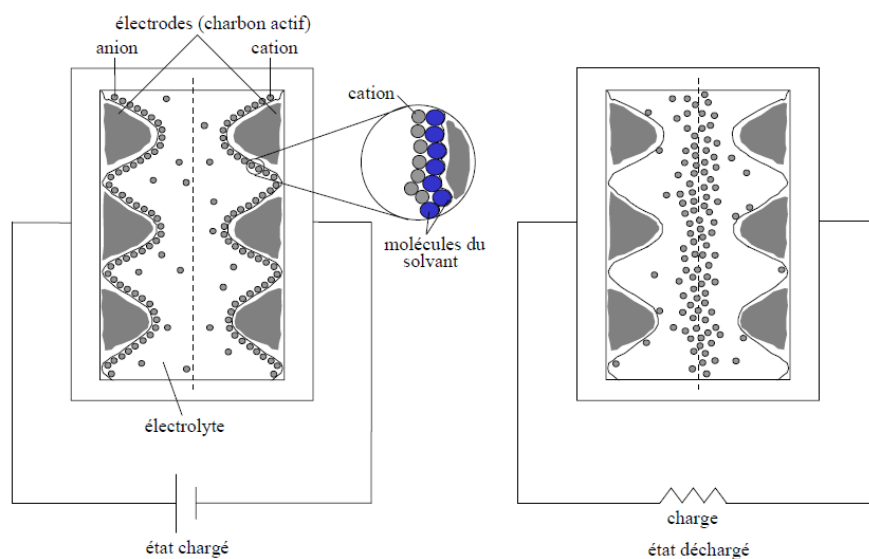


Figure 3 - Principe de fonctionnement des super-condensateurs



Dans la pratique, on rajoute un séparateur entre les électrodes pour éviter qu'il y ait un contact direct entre les électrodes si celles-ci étaient amenées à se déformer ou se déplacer par exemple. Ce séparateur doit donc être un isolant électrique mais doit tout de même laisser les ions circuler librement. Sur ce point, les super condensateurs tirent parti des batteries où l'on utilise le même type de matériau pour séparer l'électrode positive de l'électrode négative. Le séparateur le plus utilisé est le Celgard® qui est à base de polypropylène ou de polyéthylène, mais il existe aussi des séparateurs papiers cellulodiques avec des fibres polymères de renfort.

Afin de mieux relier les électrodes au circuit extérieur, des collecteurs de courant souvent en aluminium sont fixés aux électrodes.

La mauvaise tenue en tension de l'électrolyte impose une tension maximale aux bornes des super-condensateurs relativement faible (de l'ordre du volt) à la différence des condensateurs classiques où l'on place un matériau diélectrique entre les électrodes permettant d'obtenir une tenue en tension jusqu'à plusieurs centaines de volts.

I.4 Stockage par énergie chimique

Un des moyens de stockage les plus connus du grand public est le stockage par énergie chimique que l'on retrouve dans les batteries. Le terme batterie est en réalité un abus de langage et nous devrions parler d'accumulateur électrochimique. Une des technologies les plus matures est la technologie au plomb qui est utilisée pour le démarrage des véhicules thermiques. La technologie lithium est également en plein essor avec une utilisation dans les petits appareils électroniques tels que les *smartphones* ou les ordinateurs portables. Nous verrons que ces deux technologies sont également utilisées pour des applications industrielles.

La première batterie fût inventée il y a près de 2 000 ans par les égyptiens. En effet, lors de fouilles archéologiques, des batteries ont été retrouvées. On se doute que ces batteries ne servaient pas à alimenter des appareils électriques mais il semblerait qu'elles soient utilisées pour effectuer de l'électrolyse pour recouvrir des objets métalliques d'une fine couche de métal précieux.

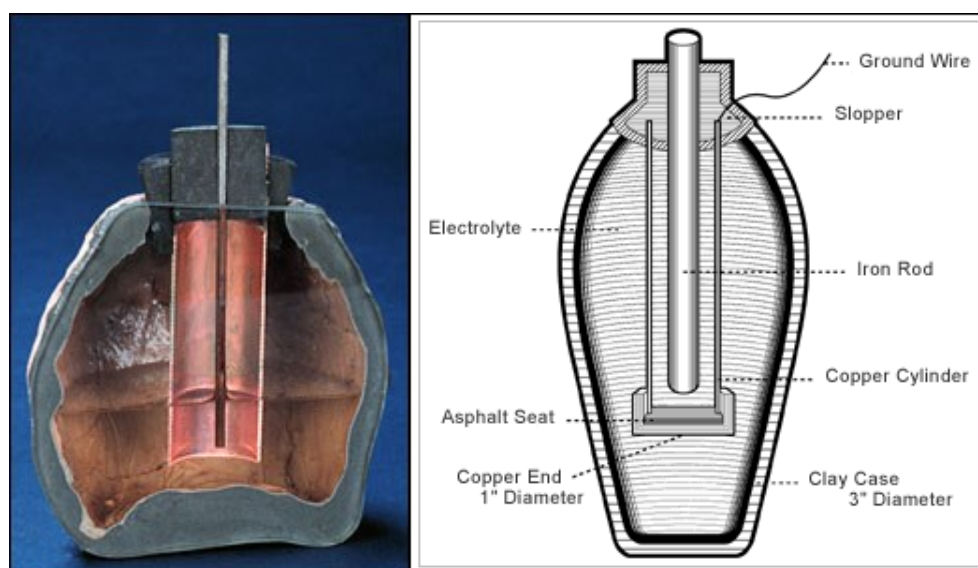


Figure 4 – Pile électrique de Bagdad (source : *Iran Chamber Society*)



Ce n'est qu'à partir du 19ème siècle que des recherches ont abouti sur les technologies que nous connaissons aujourd'hui. Le principe reste cependant le même pour toutes les technologies. L'énergie électrique est convertie en énergie chimique grâce à une réaction chimique d'oxydoréduction. Cette réaction est réversible et permet alors la restitution de l'énergie stockée. Chaque accumulateur électrochimique est constitué de deux électrodes, d'un électrolyte et d'un séparateur. Les deux électrodes sont des conducteurs ioniques et électroniques, ils sont le lieu des oxydations et réductions. On appelle anode l'électrode où ont lieu les oxydations et cathode celle où ont lieu les réductions. L'électrolyte contient les anions (A^-) et les cations (C^+) et permet leur libre circulation. Le séparateur permet d'isoler l'anode de la cathode tout en laissant passer les ions, ce doit donc être un isolant électronique et un conducteur ionique.

Lors de la charge, des électrons sont prélevés de l'électrode négative et sont apportés à l'électrode positive. Lors de la décharge, nous observons les réactions inverses. Les schémas de principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique sont visibles à la figure 5.

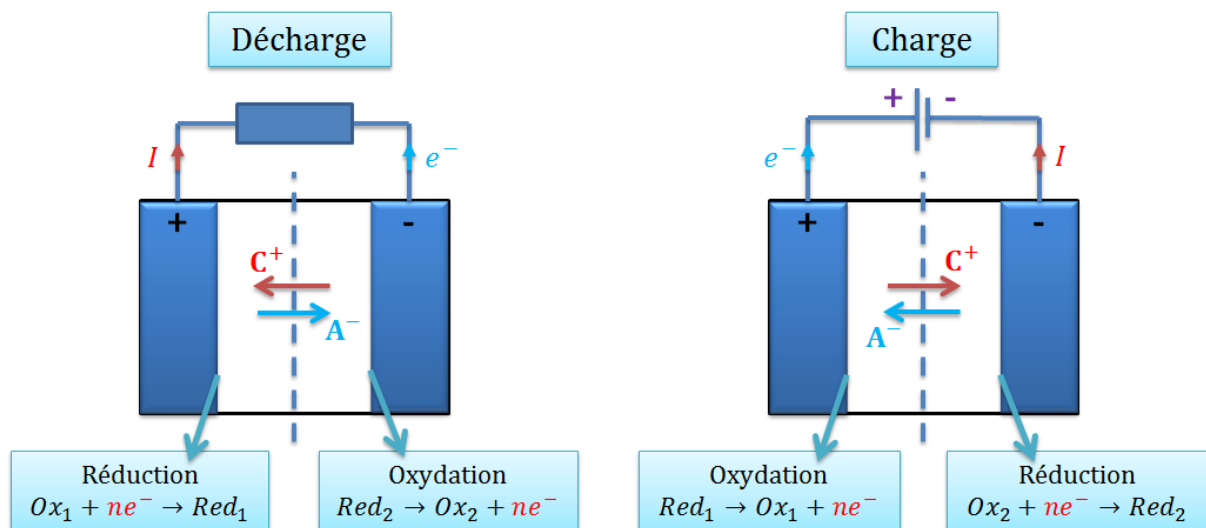


Figure 5 - Principe de fonctionnement d'un accumulateur électrochimique

Pour fixer le vocabulaire, nous définissons quelques notions qui nous seront utiles pour la suite de ce travail :

- **Tension** : une batterie est caractérisée par un niveau de tension. On parle souvent de la tension nominale qui dépend de la technologie et du nombre de cellules mises en série. La tension réelle de la batterie dépend de son état de charge et de ses conditions d'utilisation.
- **Capacité** : la capacité de la batterie exprime la quantité d'énergie qu'elle est capable de stocker. On l'exprime souvent en Ampère-heure mais peut parfois être exprimée en Watt-heure.
- **Énergie spécifique (ou densité d'énergie massique)** : c'est le rapport entre l'énergie que peut stocker une batterie et son poids. Il est exprimé en Wh/Kg.
- **Densité d'énergie (volumique)** : c'est le rapport entre l'énergie que peut stocker une batterie et son volume. Il est exprimé en Wh/L.



- **Puissance Spécifique** : c'est le rapport entre la puissance que peut délivrer une batterie et son poids. Il est exprimé en W/Kg.
- **C-rates** : c'est une donnée exprimant la capacité de la batterie sous une condition de décharge. Une capacité C_{10} exprime par exemple la capacité d'une batterie en Ah lorsqu'elle se décharge sous un courant constant en 10h. Par extension on définit également le courant I_{10} qui correspond à ce courant et qui est donc égale à $\frac{C_{10}}{10}$.

Nous allons alors parcourir les différentes technologies existantes et en définir les caractéristiques principales. Commençons par la technologie des batteries au plomb.

I.4.1 Batterie au plomb

Inventée par Gaston Planté en 1859, c'est la première batterie rechargeable utilisée à grande échelle. Elle est encore très utilisée pour le démarrage des véhicules, les alimentations non-interruptibles (ASI) ou encore les charriots industriels (transpalettes ou voitures de golf). Les premières versions étaient dites « ouvertes » et nécessitaient une recharge de l'électrolyte régulière. Des versions dites sans entretien ont vu le jour. On distinguera notamment les SLA (*Sealed Lead Acid*) et VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) où l'électrolyte peut être gélifié ou absorbé par matière microporeuse.

I.4.1.1 La technologie

On utilise pour cette technologie une électrode en plomb et une électrode en dioxyde de plomb plongée dans un électrolyte d'acide sulfurique. La batterie au plomb est l'une des batteries qui a le plus mauvais rapport énergie/masse (35 Wh/kg). Cependant, elle est capable de fournir de forts appels de courant de décharge, c'est pour cela qu'elle est majoritairement utilisée pour le démarrage électrique des moteurs à combustion interne. Elle est très économique et facile à produire. C'est une technologie mature et bien connue. Cependant, elle possède une faible densité énergétique et son temps de recharge est assez lent. Elle contient des métaux lourds et de l'acide sulfurique qui peut être dangereux et peut être source de pollution. Sa durée de vie est fortement dépendante de la température à laquelle on l'utilise (divisée par deux pour une augmentation de 10°C).

I.4.1.2 Variantes technologiques

La réaction chimique de base utilisée pour tous les types de batterie au plomb est identique, néanmoins il est important de porter un intérêt à la technologie de la batterie et à la qualité de construction car ceci a une influence directe sur ses performances.

Les grandes différences de fabrication portent sur la nature de l'électrolyte, la géométrie des électrodes ou leurs matériaux. L'électrolyte est un mélange d'eau et d'acide sulfurique participant à la réaction électrochimique, la nature de l'électrolyte a un effet important sur les performances des batteries et on pourra suivant les cas, favoriser la capacité de la batterie ou son aptitude à délivrer de fortes puissances de décharge. On peut trouver l'électrolyte sous forme liquide, de type AGM (*Absorbe Glass Mat*) ou gélifié.



La géométrie des électrodes a un effet direct sur la quantité d'énergie accumulable, restituable et sur les intensités maximales qui peuvent être délivrées par la batterie. La géométrie peut faire varier la surface en contact avec l'électrolyte : plus elle est importante, plus la batterie pourra délivrer une grande intensité. D'autre part, l'augmentation du volume des électrodes et donc l'augmentation de matière réactive permettra de stocker plus d'énergie. On trouve classiquement des plaques planes fines, des plaques planes épaisses ou des plaques tubulaires.

Le matériau de base des électrodes est le plomb qui intervient dans les réactions chimiques de charge et de décharge. Le plomb n'a pas une résistance mécanique très élevée, par conséquent, pour renforcer la tenue mécanique des électrodes, un autre matériau est ajouté au plomb. Il est à noter que le fait d'utiliser un alliage est d'autant plus nécessaire sur les batteries liquides où la résistance mécanique n'est pas assurée par compression comme c'est le cas pour les batteries AGM et gélifiées. Différents alliages sont disponibles. On retrouvera par exemple le Plomb-Antimoine, le Plomb-Calcium ou encore le Plomb-Calcium-Etain.

I.4.2 Batterie Nickel-Cadmium(NiCd)

Les batteries nickel-cadmium (NiCd) sont composées d'électrodes en oxyhydroxyde de nickel et en cadmium. L'électrolyte est alcalin. Bien que dépassées par les batteries NiMH, elles-mêmes aujourd'hui concurrencées par les batteries Li-ion, les batteries NiCd sont aussi bien maîtrisées et robustes. Elles supportent bien les décharges complètes et sont même préconisées pour améliorer leur durée de vie.

Cette technologie a l'avantage de pouvoir se recharger simplement et rapidement, même après une longue période de stockage. En revanche, la batterie s'autodécharge assez rapidement (de l'ordre de 20% par mois) et possède une assez faible densité énergétique. Elle est soumise à l'effet mémoire qui dégrade sa durée de vie si la recharge n'est pas effectuée dans des conditions optimales. De plus, depuis le 1er juillet 2006, une directive Européenne interdit la commercialisation dans le grand public d'éléments d'accus contenant du Cadmium.

I.4.3 Batterie nickel-hydrure métallique

Les batteries nickel-hydrure métallique ou NiMH de l'anglais *Nickel-Metal Hydride* ont remplacé les batteries NiCd vers 1990. Les batteries NiMH sont similaires aux batteries NiCd mais elles utilisent un alliage qui absorbe l'hydrogène à la place du Cadmium : le nickel oxyhydroxyde (NiOOH). Leur principal avantage est qu'elle contient beaucoup plus d'énergie que les batteries Nickel-cadmium, elles sont également moins sensibles à l'effet mémoire, simples à stocker et transporter et polluent moins que le Nickel-cadmium.

En revanche, la recharge est assez complexe car elle ne supporte pas le dépassement de charge et il ne faut pas les décharger complètement sous peine de les endommager. Leur autodécharge est assez élevée et elles possèdent une durée de vie limitée.

I.4.4 Batterie Nickel-Zinc

Le NiZn est un couple connu depuis longtemps mais qui n'avait pu être industrialisé de manière significative à cause d'une très faible durée de vie en cyclage. Ce problème est aujourd'hui totalement résolu par une nouvelle technique développée en France entre 1998 et 2005. Le NiZn constitue désormais un système à la fois d'énergie et de puissance, aux performances supérieures à celles du NiCd et du NiMH.



Les principaux avantages sont qu'il accepte des régimes élevés de charge et de décharge. Les batteries sont peu sensibles à l'effet mémoire. Le NiZn est de fabrication plus économique que les autres accumulateurs alcalins (NiCd et NiMH). Il ne contient aucun métal lourd, et il est aisément et intégralement recyclable en fin de vie.

I.4.5 Batterie Lithium-ion

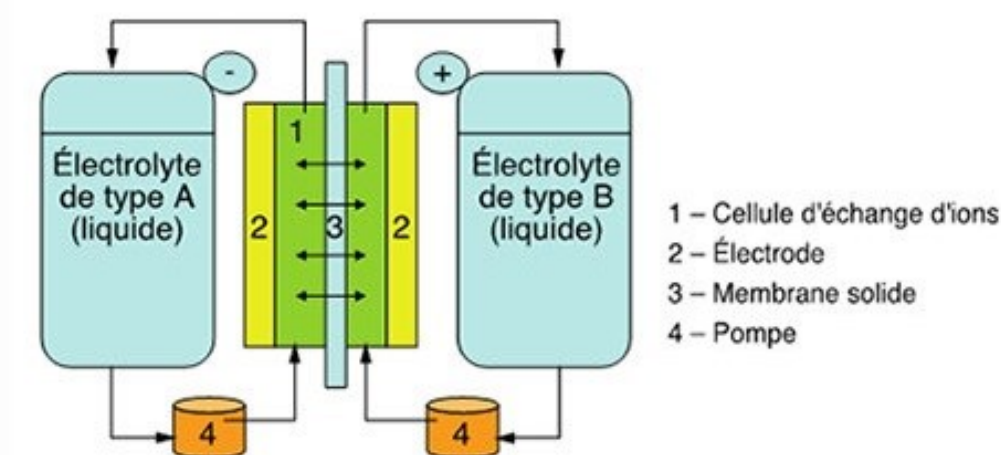
Le lithium est le plus léger des métaux connus et a un potentiel électrochimique très élevé. On peut donc imaginer que ce sera un matériau de choix pour en faire une électrode. Aujourd'hui les batteries au lithium des appareils électroniques grand public n'utilisent pas le lithium sous sa forme métallique mais en tant qu'ions lithium insérés dans un autre matériau.

La technologie lithium-ion possède une forte densité énergétique ainsi qu'une faible autodécharge. De plus cette technologie n'est pas soumise à l'effet mémoire, les conditions de recharges sont donc moins contraignantes pour préserver leur durée de vie. En revanche, elles peuvent être sujettes à des problèmes de sécurité, les batteries peuvent prendre feu sous l'effet d'un court-circuit ou même exploser et supportent très mal les décharges profondes. Ces batteries doivent donc toujours être équipées d'un circuit de protection appelé BMS pour *Battery Management System*.

Les batteries Li-ion, occupent aujourd'hui une place prédominante sur le marché de l'électronique portable mais sont également grandement utilisées pour des systèmes de stockage plus conséquent tel que dans les véhicules électriques. Elles sont divisées en trois grandes familles selon le matériau utilisé pour la cathode : on retrouve notamment le cobalt, le manganèse et le phosphate. Selon les couples utilisés, nous pourrions favoriser la puissance spécifique de la batterie, son énergie spécifique ou sa durée de vie.

I.4.6 Batterie à flux

Ces batteries permettent le stockage des couples électrochimiques (électrolytes à l'état liquide) à l'extérieur de la batterie. Les électrolytes circulent à travers une cellule d'échange d'ions dont les deux compartiments sont séparés par une membrane solide.



Source : IFPEN d'après diverses sources

Figure 6 - Principe d'une batterie à flux



Les électrolytes peuvent également fonctionner comme liquides caloporteurs, facilitant ainsi la régulation de température, alors que les batteries conventionnelles dépendent d'une conduction passive de la chaleur, conduisant à des températures élevées à l'intérieur des cellules. Plusieurs sortes de batteries à flux sont ou ont été étudiées mais deux seulement sont actuellement opérationnelles :

- Batteries Zn-Br

Ces batteries sont fondées sur le couple zinc/brome (Zn^+/Br^-). Plusieurs démonstrateurs ont été réalisés (par exemple un système de 400 kWh réalisé à partir de modules de base de 50 kWh à Akron, Michigan) et quelques installations commerciales sont aujourd'hui opérationnelles. Cependant, la nature corrosive du brome et la formation de dépôts solides de zinc constituent un frein important à leur mise en œuvre.

- Batteries Vanadium-Redox Flow (VBR)

Le stockage de l'énergie est assuré par les couples redox (réaction chimique d'oxydo-réduction par échanges d'électrons) de vanadium dans une solution d'acide sulfurique, $\text{V}^{2+}/\text{V}^{3+}$ dans l'électrolyte négatif et $\text{V}^{4+}/\text{V}^{5+}$ dans l'électrolyte positif. Un des avantages de cette technologie réside dans l'absence de contamination possible d'un compartiment électrolytique à l'autre puisqu'il s'agit du même composant chimique.

I.4.7 Pile à combustible

Le principe d'une pile à combustible reste le même que celui d'une batterie mais on utilise cette fois-ci le couple hydrogène et oxygène pour fournir de l'électricité. L'avantage de ce couple est qu'on peut utiliser l'oxygène naturellement présent dans l'air. Le stockage de l'hydrogène pose par contre plusieurs problèmes de sécurité de par sa nature explosive et la difficulté de réalisation de réservoirs haute pression pour obtenir une masse volumique intéressante.

La phase correspondant à la recharge de la pile à combustible consiste à produire de l'hydrogène grâce à la décomposition de l'eau par électrolyse : l'apport d'électricité permet à l'électrolyseur de décomposer l'eau en oxygène et hydrogène.

Le processus inverse permet de générer de l'électricité grâce à la pile à combustible : l'hydrogène s'associe avec l'oxygène (les ions traversent une membrane tandis que les électrons circulent dans un circuit créant un courant électrique), la réaction ne rejette que de l'eau et de la chaleur.

En prenant en compte le cycle complet de formation de l'hydrogène par électrolyse et la génération d'électricité grâce à une pile à combustible, nous obtenons un rendement très modéré de l'ordre de 50 à 60%.

I.5 Comparaison des systèmes de stockage

Afin de comparer les différentes solutions de stockage d'énergie entre elles, nous allons dresser un tableau récapitulatif des principales caractéristiques de chacun de ces systèmes. Ces valeurs ne restent que des ordres de grandeurs représentatifs des différentes technologies. Pour des données plus précises nous devons nous référer aux données fournies par les constructeurs de ces dispositifs de stockage d'énergie. Nous choisissons de grouper les principaux paramètres suivants :



- L'énergie spécifique [Wh/Kg] représentant la capacité du système à stocker de l'énergie,
- la puissance spécifique [W/Kg] représentant la capacité du système à fournir de la puissance,
- le coût [€/kWh] coût du système par quantité d'énergie
- le temps de recharge minimal pour la recharge complète d'une technologie,
- le rendement moyen de la technologie,
- la durée de vie pour une profondeur de décharge de 80%. C'est-à-dire le nombre de cycle de charge/décharge pouvant être effectué avec un état de charge minimale de 20% avant que la batterie ne soit considérée comme dégradée et devant être remplacée.

		Energie spécifique (Wh/Kg)	Puissance spécifique (W/Kg)	Coût (€/kWh)	Temps recharge	Rendement moyen	Durée de vie @80% DoD
Plomb		30 – 60	80 - 200	120 - 300	8 à 16h	70 – 90%	500 à 2000
NiCd		45 – 80			1h	60 – 70%	1000
NimH		50 – 120	250 - 1000		2 à 4h	60 – 65%	500 à 1000
Lithium	Cobalt	150 – 200	300 - 500		2 à 4h	85 – 90%	500 à 1000
	Manganèse	100 – 135	1000		10 à 60 min	85 – 90%	500 à 1000
	Phosphate	75 – 120	2000 - 3000	600 - 1300	1 à 30 min	85 – 90%	1000 à 4000
	Titanate	50	800			85 – 90%	4000 à 17.000
Super-condensateurs		3 - 10	1000 - 10,000	20.000	1 à 10s	90%	1.000.000
Volant d'inertie		5 - 200	500 - 3000	100.000	10 à 60s	90%	-

On remarque que les technologies NiCd et NimH ne possèdent pas un très bon rendement. De plus nous avons vu précédemment qu'un effet mémoire apparaît si la gestion de la charge n'est pas bien réalisée. Nous nous tournerons donc plus vers les autres technologies.



Les super-condensateurs et les volants d'inertie possèdent une puissance spécifique très élevée. Ils pourront alors être utilisés dans le cas d'une application nécessitant de forts appels de puissance par rapport à la quantité d'énergie stockée. En revanche leurs coûts importants pourront limiter leur utilisation pour des quantités d'énergie importante. Les batteries au plomb seront plus adaptées à une utilisation pour de fortes quantités d'énergie à stocker pour un coût réduit. La technologie lithium pourra être utilisée dans les cas intermédiaires où nous souhaitons combiner à la fois une forte quantité d'énergie stockée et une forte puissance d'utilisation.

Afin d'aider dans le choix de la technologie pour une application, nous traçons à partir des valeurs extrêmes d'énergie et de puissance spécifique, les zones accessibles aux technologies dans le plan énergie/puissance. Cette répartition est visible sur la figure 7. Nous avons rajouté dans ce diagramme quelques données de systèmes de stockage fournies par des constructeurs.

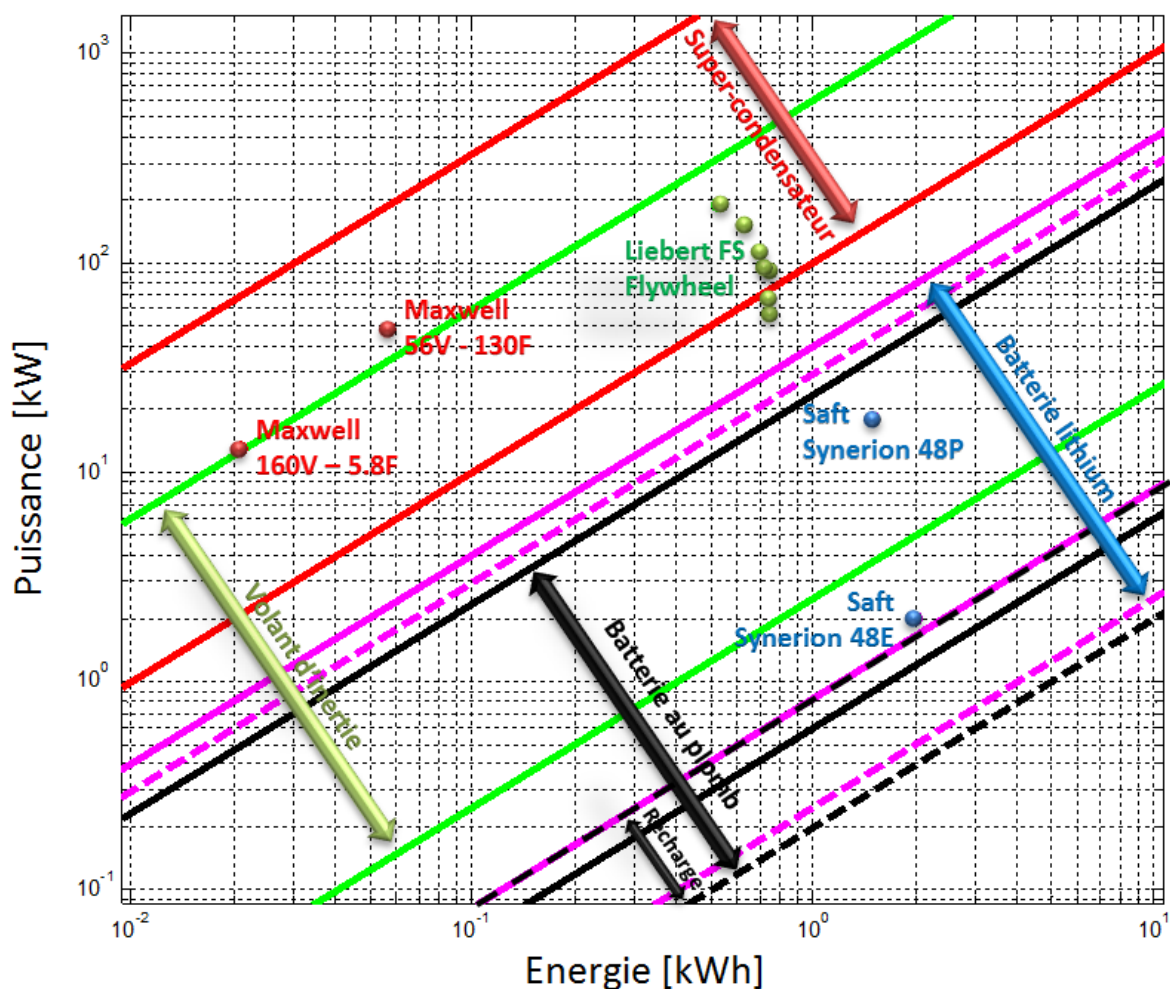


Figure 7 - Répartition des technologies en fonction des besoins en puissance et énergie de l'application

Les super-condensateurs et volant d'inertie ont un fonctionnement symétrique en recharge et en décharge contrairement aux batteries qui ont le plus souvent un mode de recharge beaucoup plus restreint que leur mode de décharge. Des lignes en pointillés sont ajoutées pour les technologies de batterie correspondant à la plage de fonctionnement en recharge. On remarque que la technologie



de batterie au plomb, bien que pouvant fournir de forts apports de puissance, est très largement limitée en fonctionnement de recharge.

Après avoir dressé un bref état de l'art des technologies de stockage existantes, nous allons à présent nous intéresser à la problématique du dimensionnement d'un système hybride.

II Dimensionnement d'un système hybride

Au fil des années, l'homme cherche à innover et aboutit à la conception de systèmes de plus en plus complexes. Il est alors de plus en plus difficile pour les concepteurs de dimensionner ces systèmes de manière optimale. En effet, les systèmes présentent de forts degrés de complexité car ils sont eux-mêmes composés de sous-systèmes. Ces sous-systèmes sont souvent multidisciplinaires et hétérogènes. Ceci rajoutant un degré de complexité supplémentaire, notamment à cause de la disparité entre les constantes de temps des différents phénomènes. Des choix sur les niveaux de modélisation devront donc être faits pour trouver un compromis entre le temps de calcul et la précision des modèles.

Tout ceci fait que l'on aboutit souvent à des dispositifs qui sont surdimensionnés par rapport à leurs besoins. Nous chercherons donc dans nos travaux à dimensionner notre système au plus juste de manière à éviter tout gaspillage énergétique ou économique. Lorsque l'on cherche à hybrider un système en y ajoutant un système de stockage d'énergie, deux questions primordiales apparaissent. L'une concerne le dimensionnement du système à proprement parler et l'autre porte sur le choix de la stratégie de management énergétique. En effet l'intégration d'un système de stockage d'énergie dans un système ajoute un nouveau degré de liberté au contrôle du système et une stratégie doit donc être définie. Ces deux aspects sont très fortement couplés et sont également primordiaux pour les performances du système hybride. Des démarches de dimensionnement de système multi-sources ont déjà été abordées dans la littérature, on retrouve cette problématique dans les véhicules hybrides [DEL 02, KER 09, SAR 06, REG 03], les locomotives hybrides [AKL 08] ou encore les micro-réseaux assemblant divers sources d'énergies renouvelables [KUS 12, SHE 14].

Pour dimensionner un système, la conception systémique séquentielle est très largement utilisée dans le domaine du génie électrique [REG 03, AKL 08]. La conception séquentielle d'un système électrique consiste à définir son architecture, choisir les éléments qui le constituent, dimensionner ces éléments, puis élaborer les processus de gestion qui permettent d'assurer les missions du cahier des charges. La première étape de la procédure de conception séquentielle permet de dégager la structure du système étudié et permet de définir les technologies constituant les éléments de l'architecture retenue. Nous pouvons par exemple choisir dans le cas d'un groupe électrogène hybride, le type de convertisseur utilisé ou le type de stockage d'énergie. Vient ensuite l'étape de dimensionnement des éléments par rapport au cahier des charges. Nous pouvons associer à cette étape de dimensionnement des méthodes d'optimisation pour améliorer localement certaines performances. [AKL 08] propose d'améliorer cette démarche en positionnant la stratégie de gestion d'énergie avant la phase de dimensionnement. Cette approche permet de définir la mission de chacun des sous-systèmes afin de les dimensionner plus facilement par la suite.



Les systèmes étant de plus en plus complexes, il apparaît nécessaire de développer de nouveaux outils ou de nouvelles méthodes de conception pour aboutir à un dimensionnement optimal du système. [SAR 06] nous explique qu'il est notamment impératif de considérer les systèmes dans leur globalité pour garantir des performances optimales. En effet, l'optimisation locale des éléments constituant un système pris indépendamment, n'assure pas l'optimalité de l'ensemble. Les couplages existant entre les divers éléments peuvent influencer sur l'efficacité globale. De plus, il est préférable de mettre au même niveau dans le processus de conception les choix à faire en matière d'architecture, de dimensionnement et de gestion d'énergie, car ces trois facteurs sont fortement couplés aux performances. La figure 8 représente les différentes étapes de conception de l'approche de la conception systémique séquentielle et de la conception simultanée.

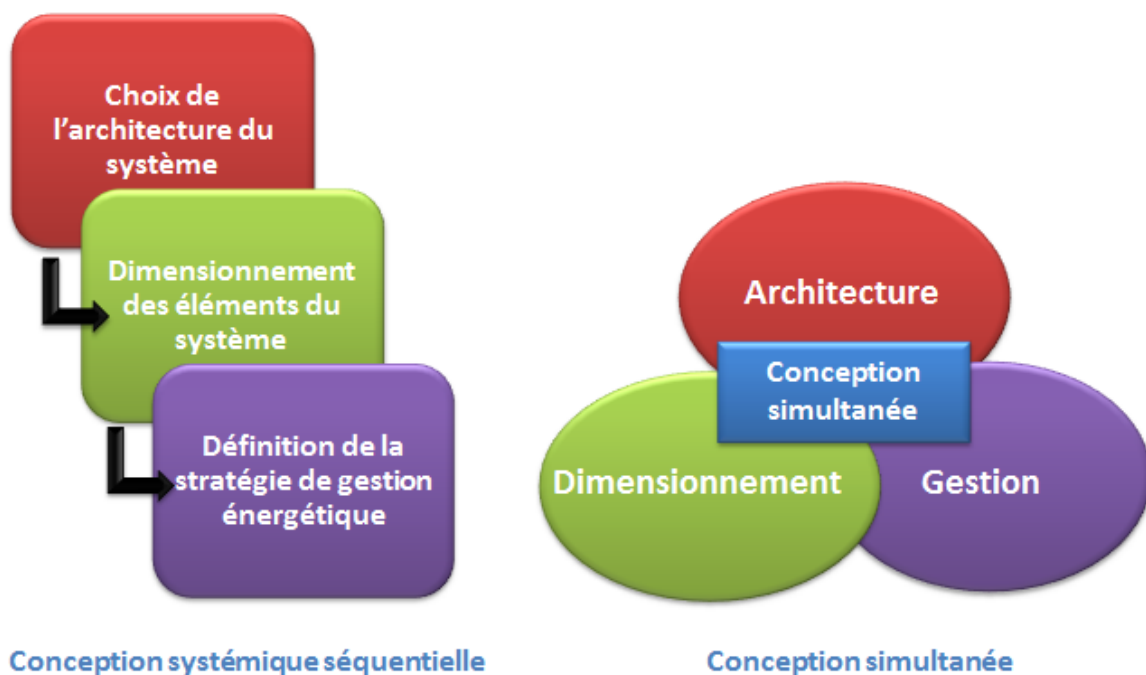


Figure 8 - Illustration des méthodes de conception des systèmes

C'est dans cette optique de prendre en compte les trois volets de la conception d'un système en même temps que [REG 03, SAR 06] proposent dans leurs travaux d'effectuer une conception simultanée, c'est-à-dire intégrer la phase de conception à celle d'optimisation. Le choix de l'architecture, du dimensionnement et de la gestion de l'énergie est alors intégré au sein d'une même démarche globale d'optimisation. Cette démarche permet de prendre en compte l'interaction existante entre le dimensionnement et la stratégie de gestion d'énergie.

La problématique de la conception simultanée peut être traitée à l'aide de techniques d'optimisation. La formulation d'un cahier des charges associé à ce type d'approche globale conduit toutefois à des problèmes d'optimisation complexes et difficiles. Ces problèmes sont habituellement caractérisés par :

- un nombre important de variables de conception discrètes (paramètres combinatoires liés aux choix de structure et d'architecture, au type d'éléments ou de matériaux...) et d'autres continues (paramètres de dimensionnement, variables énergétiques,...).



- de multiples contraintes intrinsèques au système global, à chaque sous-système ou liées à la compatibilité d'associations entre éléments dans le système.
- diverses grandeurs à optimiser, typiquement des critères énergétiques (rendement, consommation, pertes,...), de dimensionnement (volume, masse, ...) ou économiques.

Nous remarquons donc que la conception simultanée conduit à des problèmes d'optimisation, multicritères, à variables mixtes, sous contraintes. Aujourd'hui, les algorithmes évolutionnaires sont parmi les techniques les mieux appropriées à la résolution de tels problèmes. Nous présenterons plus en détails l'algorithme d'optimisation utilisé dans le chapitre 3 traitant des méthodes mathématiques.

III Stratégie de gestion énergétique

Nous avons vu que le choix de la gestion de la stratégie de gestion énergétique au sein du système est intimement lié au dimensionnement de celui-ci. Le but de cette thèse est d'évaluer le bénéfice lié à l'hybridation d'un groupe électrogène par rapport à un groupe traditionnel. Nous devons donc prendre soin de ne pas choisir un type de stratégie qui pourrait pénaliser ou avantager un dimensionnement ou un type d'architecture par rapport à l'autre. Nous chercherons donc à évaluer la stratégie de contrôle optimale qui nous donnera la meilleure répartition possible des flux de puissance au sein du système.

Les stratégies de gestion énergétiques peuvent se scinder en deux grandes familles qui sont les stratégies dites « en ligne » et les autres dites « hors ligne » [WEI 07, GUE 13]. Les stratégies en ligne représentent toutes les stratégies qui sont implémentables en temps réel et qui devront réagir face à un avenir incertain. Au contraire, pour les stratégies dites hors ligne, nous considérons que le profil de charge est parfaitement connu a priori. Nous pouvons alors définir une meilleure stratégie de gestion énergétique en prenant en compte le profil dans son intégralité. Il n'y a pas d'incertitude liée à l'avenir de profil ni de contraintes sur le temps de calcul de l'algorithme puisque non implémenté en temps réel. Dans le but de s'approcher d'une commande optimale, nous nous tournerons vers ce type de stratégie de contrôle hors ligne.

Les principales techniques de management énergétique en ligne sont des stratégies basées sur des règles, la gestion par fréquence de coupure, la logique floue [LAG 09] ou encore les réseaux de neurones artificiels [MES 14, JAB 14].

La théorie de la commande optimale permet de déterminer la commande d'un système qui minimise (ou maximise) un critère de performance. Cette théorie est une généralisation du calcul des variations. Elle comporte deux volets : le principe du maximum (ou du minimum) que l'on doit essentiellement à Lev Pontriaguine et l'équation de Hamilton-Jacobi-Bellman, généralisation de l'équation de Hamilton-Jacobi, et conséquence directe de la programmation dynamique initiée par Richard Bellman.



III.1.1 Principe d'optimalité de Bellman

Le principe d'optimalité de Bellman énonce le fait qu'un chemin optimal est formé de sous-chemins optimaux. C'est-à-dire que si \mathcal{C} est un chemin optimal allant de A à B et si C appartient à \mathcal{C} alors les sous-chemins de \mathcal{C} allant de A à C et de C à B sont également optimaux.

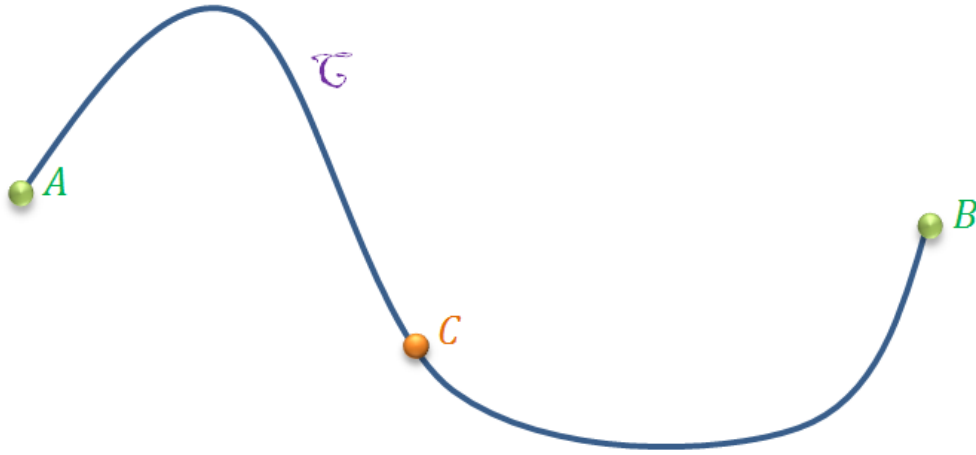


Figure 9 - Illustration du principe d'optimalité de Bellman

Ce principe assez simple est formulé en 1957 par Richard Bellman [BEL 57] et il a aujourd'hui de nombreuses applications. Il est utilisé dans la théorie de contrôle optimal dans l'algorithme basé sur les équations de Hamilton–Jacobi–Bellman. Lorsque l'on utilise sa version en temps discret, on parle plus communément d'algorithme de programmation dynamique. C'est une technique qui permet de résoudre un problème d'optimisation globale à travers une séquence de calculs successifs.

L'équation de Hamilton–Jacobi–Bellman est une équation aux dérivées partielles qui joue un rôle essentiel dans la théorie du contrôle optimal. Pour l'exprimer, considérons le problème suivant :

$$V(x(0), 0) = \min_u \left\{ \int_0^T C(x(t), u(t)) \cdot dt + D(x(T)) \right\} \quad (5)$$

Avec $C(x(t), u(t))$ le coût en appliquant la commande $u(t)$ à l'état $x(t)$, $D(x(T))$ représente le coût de l'état final et $V(x(0), 0)$ le coût minimal pour aller de l'état initial $x(0)$ à l'état final $x(T)$.

On considère que $x(0)$ est connu et que $u(t)$ est l'ensemble des vecteurs que nous recherchons pour définir la commande optimale. Le système est régi par l'équation dynamique suivante :

$$\dot{x}(t) = F(x(t), u(t)) \quad (6)$$

L'équation de Hamilton–Jacobi–Bellman s'écrit alors :

$$\dot{V}(x, t) + \min_u \{ \nabla V(x, t) \cdot F(x, u) + C(x, u) \} = 0 \quad (7)$$

Avec la condition limite :

$$V(x, T) = D(x) \quad (8)$$



En appliquant le principe d'optimalité de Bellman entre les temps t et $t + dt$, on peut déduire de l'équation (8), la formule suivante :

$$V(x(t), t) = \min_u \left\{ \int_t^{t+dt} C(x(t), u(t)).dt + V(x(t + dt), t + dt) \right\} \quad (9)$$

La fonction $V(x(t), t)$ est appelée *cost-to-go* car représente le coût de la trajectoire optimale qui part de l'état $x(t)$ pour aller jusqu'à l'état final.

Lorsque l'équation de Hamilton–Jacobi–Bellman est résolue localement, elle fournit une condition nécessaire à l'obtention de l'optimum, mais si elle est résolue sur l'ensemble de l'espace d'état, alors nous obtenons une condition nécessaire et suffisante. De plus cet algorithme peut être généralisé à des problèmes stochastiques.

III.1.2 Principe du maximum de Pontryagin

Le principe du maximum de Pontryagin est utilisé dans les théories de contrôle optimal pour trouver le meilleur contrôle possible pour amener un système dynamique d'un état à un autre. Ce principe a été décrit par Lev Pontryagin dans les années 1956 [PON 74].

Le principe du minimum de Pontryagin énonce que la trajectoire optimale minimise le Hamiltonien du système par rapport à l'ensemble de ces commandes admissibles $\{u\}$. Autrement dit, si u^* est une solution de contrôle optimal au problème, alors le principe du maximum de Pontryagin nous dit que :

$$H(x^*(t), u^*(t), \lambda^*(t), t) \leq H(x^*(t), u, \lambda^*(t), t), \forall u \in U, t \in [t_0, t_f] \quad (10)$$

Où x^* est la trajectoire optimale et λ^* est l'ensemble des multiplicateurs de Lagrange associé à cette trajectoire.

Enfin, selon la nature du problème, on aura encore certaines relations additionnelles. Si l'ensemble des commandes admissibles ne possède aucune contrainte, alors :

Si le temps final t_f est fixé et que le hamiltonien ne dépend pas explicitement du temps, alors :

$$H(x^*(t), u^*(t), \lambda^*(t)) = Constante \quad (11)$$

De plus, si le temps final t_f est libre, alors cette constante est nulle.

Par nature, le principe du maximum de Pontryagin est une condition nécessaire d'optimalité, tandis que la programmation dynamique fournit une condition suffisante. D'autre part, le principe du maximum donne comme solution une commande en boucle ouverte (fonction du temps) alors que la programmation dynamique conduit à une commande en boucle fermée (fonction de l'état du système). Nous avons choisi dans cette thèse de nous tourner vers un algorithme utilisant le principe d'optimalité de Bellman. L'algorithme sera décrit plus en détails dans le chapitre 3 décrivant les méthodes mathématiques.



IV Conclusion

Après avoir fait un tour d'horizon des différents systèmes de stockage d'énergie qui nous a permis de les comparer et d'exposer les caractéristiques de chacune d'entre elles, nous nous sommes penchés sur la question du dimensionnement d'un système hybride. L'objectif de ce système est de réduire la consommation de carburant tout en maîtrisant le surcoût dû à son hybridation. Dans cette seconde partie, nous avons donc exposé les différentes méthodes de dimensionnements afin de retenir la démarche qui nous semblait la plus adaptée. Dans cette méthode, l'étape de gestion énergétique est intégrée dès la phase de conception. L'étude des différentes stratégies de gestion existantes nous a permis d'en retenir une basée sur le principe d'optimalité de Bellman.

Ainsi, après avoir établi le contexte de notre étude, nous allons à présent étudier la modélisation de notre système de groupe électrogène hybride.





Chapitre II

Modélisation des composants du système

I	Introduction.....	38
II	Moteur thermique.....	38
II.1.1	Généralité sur les diagrammes de consommation spécifique	38
II.1.2	Typage moteur	39
II.1.3	Moteur turbocompressé vs moteur à aspiration naturelle	40
II.1.4	Diagrammes fournis	41
III	Alternateur synchrone bobiné	43
III.1	Modélisation électrique	43
III.1.1	Modélisation en régime permanent	43
III.1.2	Détermination des paramètres du modèle.....	45
III.2	Evaluation des pertes de l'alternateur	46
III.2.1	Pertes mécaniques	46
III.2.2	Pertes dans la roue polaire.....	47
III.2.3	Pertes dans l'induit.....	47
III.2.4	Pertes dans l'inducteur.....	47
III.2.5	Pertes dans le pont de diode.....	48
III.2.6	Pertes fer	48
III.2.7	Pertes Stator	49
III.2.8	Pertes supplémentaires.....	49
III.2.9	Pertes totales.....	49
III.3	Prise en compte de la tension de bobinage dans le modèle.....	50
III.4	Comparaison du rendement modélisé avec celui mesuré.....	51
IV	Électronique de puissance.....	53
IV.1	Modélisation électrique	53
IV.1.1	Redresseur.....	53
IV.1.2	Onduleur.....	55
IV.1.3	Convertisseur DC/DC	59
IV.1.4	Convertisseur DC/DC entrelacé	60



IV.2	Evaluation des pertes des convertisseurs	62
IV.2.1	Redresseur	62
IV.2.2	Onduleur	63
IV.2.3	Pertes dans les diodes	64
IV.2.4	Convertisseur DC/DC	64
IV.2.5	Inductance	65
IV.2.6	Modélisation des composants semi-conducteurs.....	68
V	Système de stockage	68
VI	Conclusion	70



I Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter la modélisation d'un groupe électrogène hybride. Pour rappel, voici la figure 10 qui représente le schéma synoptique de la structure étudiée.

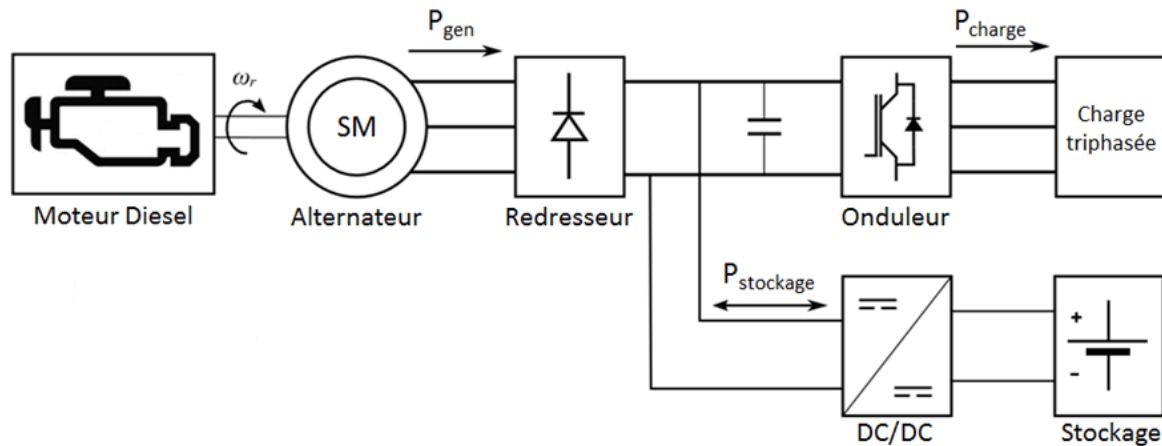


Figure 10 - Synoptique groupe électrogène hybride

Ainsi, nous cherchons à obtenir des modèles qui permettent à la fois de dimensionner l'ensemble du groupe électrogène hybride mais également de dresser un bilan énergétique de ce système. Nous ne cherchons donc pas à modéliser finement le comportement de chaque élément mais plutôt à définir des modèles comportementaux qui tenteront d'évaluer le fonctionnement et les pertes de chaque sous-système en fonction de paramètres dimensionnants. Nous commencerons par regarder comment modéliser le moteur thermique pour ensuite étudier la manière dont est modélisé l'alternateur ainsi que les différents convertisseurs d'électronique de puissance. Pour finir, nous nous intéresserons à la modélisation d'une batterie au plomb.

II Moteur thermique

Dans la majorité des groupes électrogènes de moyenne puissance, le moteur thermique est un moteur diesel. Pour mener à bien notre étude, nous choisissons donc de garder cette technologie. Un moteur thermique est classiquement modélisé par des cartographies de consommation spécifique. Une étude a été lancée auprès de la société Teos Powertrain Engineering spécialisée dans l'ingénierie du moteur thermique pour obtenir des cartographies typiques de moteur diesel.

II.1.1 Généralité sur les diagrammes de consommation spécifique

Les diagrammes de consommation spécifique sont des outils couramment utilisés par les motoristes ou les utilisateurs de moteurs afin d'optimiser les points de fonctionnement des moteurs [GRO 04]. Ces diagrammes sont donnés dans un champ vitesse de rotation en fonction de la pression moyenne effective. On remplace parfois la pression moyenne effective par le couple fourni par le moteur ou encore la puissance de celui-ci.

La pression moyenne effective, ou *PME*, est une grandeur communément utilisée par les motoristes pour comparer, de façon adimensionnée, différents moteurs de puissance et de cylindrée différente



en termes de performance. Il s'agit donc d'une grandeur fictive qui représente une pression qui, si elle était appliquée de façon constante sur le piston pendant toute sa course motrice, permettrait d'obtenir un travail identique à celui qui est réellement créé. Seule l'efficacité relative de la conception et du remplissage intervient dans cette expression. La pression moyenne effective est donnée par la formule suivante :

$$PME = \frac{10 C \theta}{V_{cylindre}} \quad (12)$$

Dans laquelle :

- PME est exprimée en bars,
- C est le couple moyen effectif produit par le moteur sur un cylindre, exprimé en Newton mètre,
- $V_{cylindre}$ est la cylindrée du moteur, exprimée en centimètre cube,
- θ est l'angle de rotation du moteur pendant un cycle, exprimé en radians, soit 2π pour un moteur à deux temps ou 4π pour un moteur à quatre temps.

La consommation spécifique effective, ou CSE , est donnée en gramme de carburant par kiloWatheure [$g.kWh^{-1}$]. C'est donc une grandeur inversement proportionnelle au rendement du moteur.

II.1.2 Typage moteur

Les diagrammes de consommation spécifique dépendent à la fois de chaque moteur mais également de leur utilisation prévue. En effet, le diagramme de consommation spécifique d'un moteur industriel à vitesse de fonctionnement unique sera assez différent d'un diagramme de consommation spécifique d'un moteur qui doit fonctionner sur une large plage de vitesse.

Les diagrammes suivants représentent des allures générales de diagrammes de consommation spécifique, les différents cercles concentriques représentant des iso-valeurs de consommation spécifique. On peut voir sur le premier graphique la différence entre le typage d'un moteur industriel et celui d'un moteur automobile. Un moteur industriel est optimisé pour être sur son point de rendement maximum lorsqu'il fonctionne à pleine charge tandis qu'un moteur automobile favorisera les points de fonctionnement à charge modéré au détriment des points de fonctionnement à puissance maximale qui sont peu utilisés pour une application automobile.



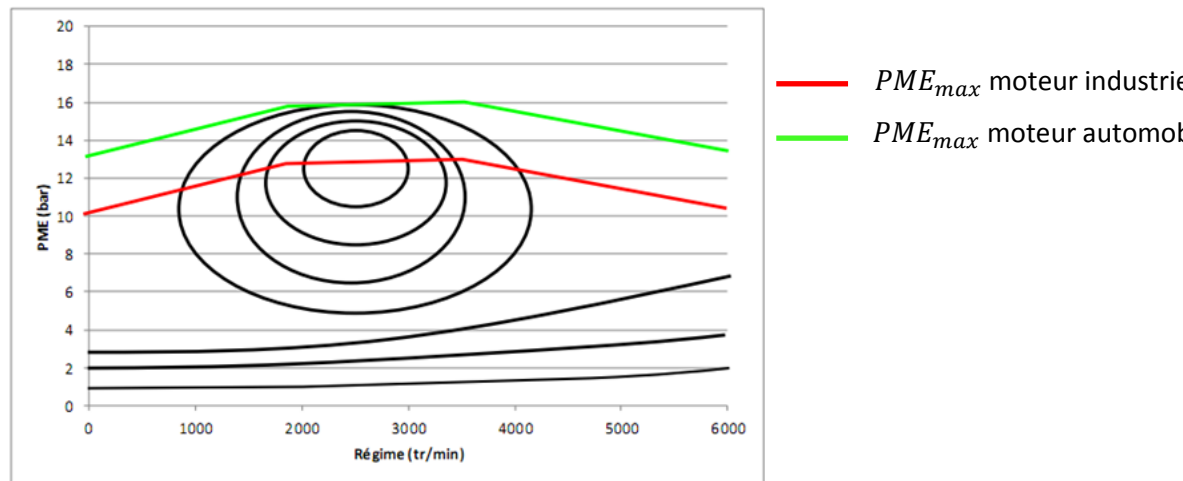


Figure 11 – Comparaison entre le typage d'un moteur industriel et automobile

De plus, certains moteurs automobiles favorisent les points à bas régimes, ce qui a pour conséquence de modifier les diagrammes de consommation spécifique :

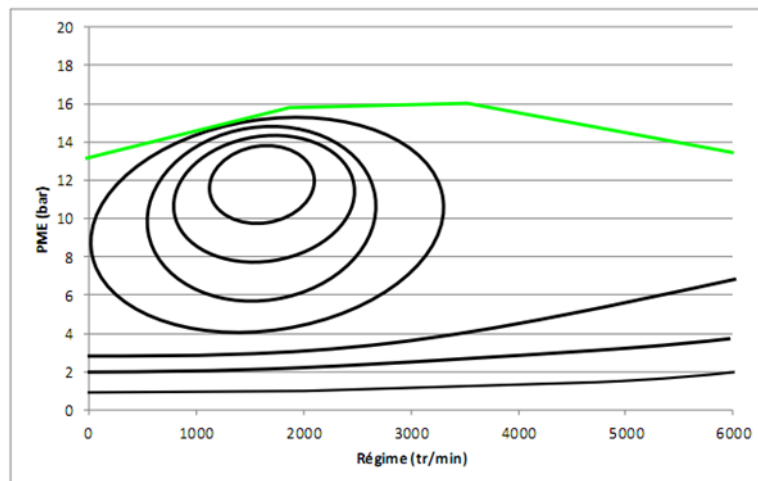


Figure 12 - Typage moteur automobile "bas régimes"

Le but ici n'est pas de balayer exhaustivement tous les types de diagrammes de consommation spécifique mais plutôt d'attirer l'attention sur le fait qu'il n'existe pas de « norme » mais également que les diagrammes de consommation dépendent étroitement du cahier des charges du moteur considéré et ce pour quoi le moteur a été optimisé.

II.1.3 Moteur turbocompressé vs moteur à aspiration naturelle

Pour les moteurs industriels, et à plus forte raison pour des moteurs fonctionnant sur un seul régime, les diagrammes de consommation spécifique entre un moteur turbocompressé et un moteur à aspiration naturelle seront très proches en terme de forme mais le moteur turbocompressé aura une consommation spécifique de l'ordre de 10 à 15% plus faible qu'un moteur à aspiration naturelle. Dans la suite, nous donnerons uniquement des diagrammes « types » pour des moteurs turbocompressés. Pour simuler un moteur à aspiration naturelle, une pénalité en consommation spécifique devra être appliquée aux diagrammes.



II.1.4 Diagrammes fournis

On trouve ci-dessous les diagrammes de consommation pour un moteur industriel, un moteur Perkins et un moteur automobile. Ces diagrammes sont donnés dans le plan défini par la puissance du moteur en pourcentage de sa puissance maximale en fonction de la vitesse de rotation. Ces données correspondent aux données fournies par le rapport d'étude de la société TEOS et à l'exception du moteur Perkins, ces données ne correspondent pas à un moteur en particulier mais sont basées sur un certain nombre de résultats de tests.

Pour une puissance donnée, on se rend compte qu'il existe une vitesse à laquelle le rendement est maximum. Le tracé correspondant à ces points de consommation minimale pour une puissance donnée a été rajouté en pointillé.

Pour un moteur de type industriel, on remarque, qu'à une vitesse donnée, le minimum de consommation se fait toujours à puissance maximale.

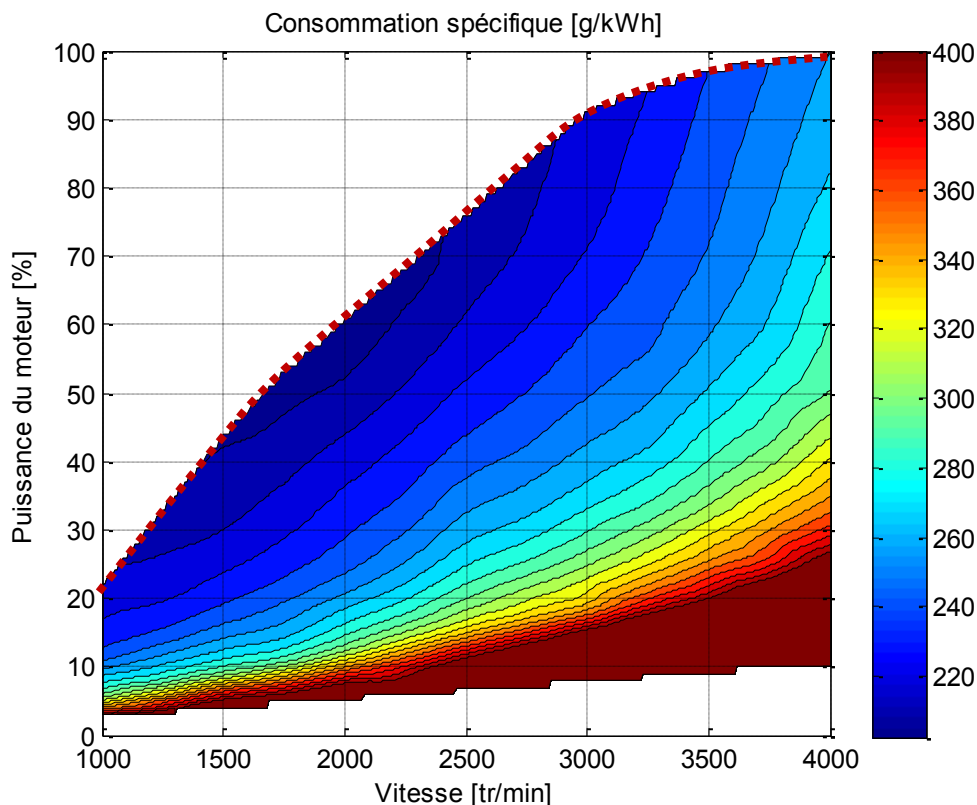


Figure 13 - Diagramme de consommation spécifique pour un moteur de type industriel

Pour un moteur de type automobile, les points à charge modérée sont légèrement favorisés à faible vitesse mais en règle générale, la tendance tend à se placer à puissance maximale pour obtenir un rendement élevé.

Le moteur industriel Perkins suit la même tendance. On peut remarquer que ce moteur a été dimensionné pour fournir une forte puissance dès les faibles vitesses. En effet, on dispose de 80% de la puissance maximale du moteur dès 1400tr/min.



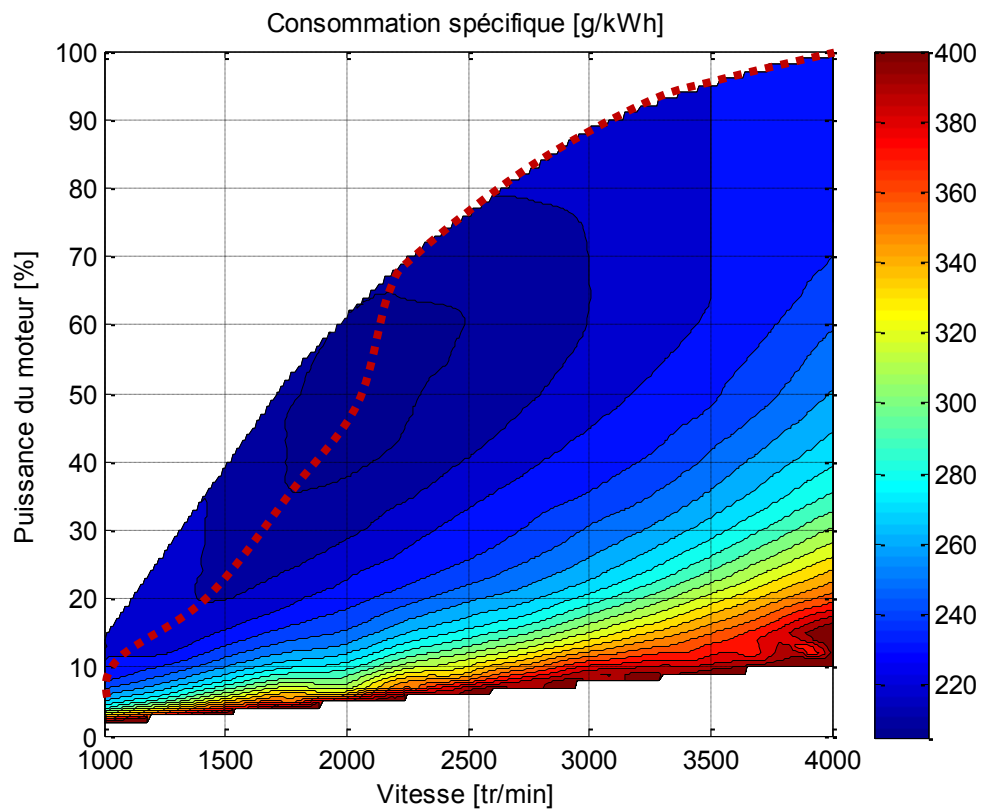


Figure 14 - Diagramme de consommation spécifique pour un moteur de type automobile

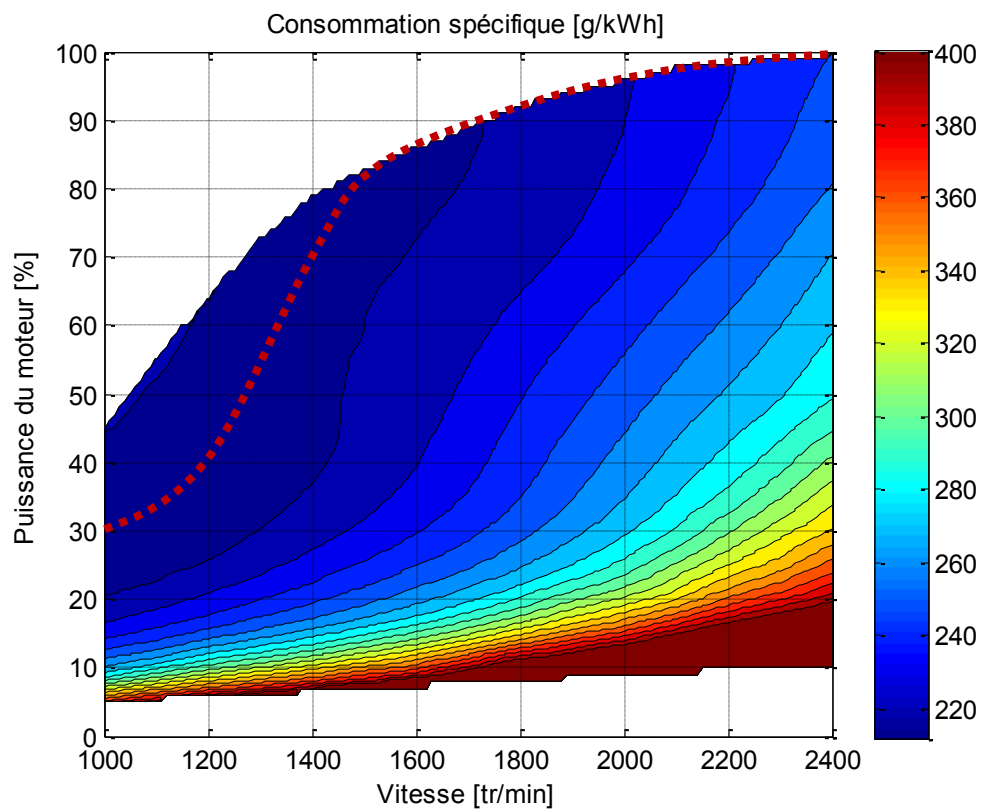


Figure 15 - Diagramme de consommation spécifique pour le moteur Perkins



III Alternateur synchrone bobiné

III.1 Modélisation électrique

Nous nous intéressons ici uniquement au fonctionnement générateur de la machine synchrone, nous utiliserons donc cette convention dans la suite du document. De plus, la modélisation reste classique et toutes les formes d'ondes seront supposées sinusoïdales.

Différents degrés de modélisation sont possibles. Une première distinction peut se faire sur le fait que la machine soit à pôle lisse ou à pôle saillant. De plus nous pouvons choisir de prendre en compte ou non la saturation magnétique de la machine. Dans notre étude, nous cherchons dans un premier temps à modéliser la machine le plus finement possible tout en gardant une modélisation simple par diagramme vectoriel. Nous nous intéresserons alors au modèle de la machine à pôle saillant qui est la machine couramment utilisée dans un groupe électrogène traditionnel.

III.1.1 Modélisation en régime permanent

Nous détaillerons ici la méthode dite du « second diagramme de Blondel » [BEN 06] qui revient à combiner la méthode de Potier [TAM 08] servant à modéliser la saturation de la machine et la méthode de Blondel servant à modéliser les machines à pôle saillant.

L'hypothèse faite par Blondel consiste à admettre qu'en régime saturé, le flux de fuite ainsi que le flux en quadrature ne sont pas saturables (à cause d'un grand entrefer). Ceci nous permet alors de décomposer la machine par la transformée de Park en deux machines équivalentes à pôle lisse, l'une dans l'axe direct, la « machine d » et l'autre dans l'axe quadratique du repère de Park, la « machine q ». On supposera alors que la « machine q » est non saturable alors que la « machine d » peut l'être.

Le flux total embrassé par une phase de l'induit peut alors s'écrire :

$$\vec{\Psi}_t = \vec{\Psi}_{red} + \vec{\Psi}_{Iq} + \vec{\Psi}_\sigma \quad (13)$$

Où Ψ_{red} est le flux résultant de la contribution des bobinages d'inducteur et d'induit dans l'axe d , $\Psi_{Iq} = \Psi_q$ est le flux résultant dans l'axe q (donc uniquement dû à l'induit) et Ψ_σ est le flux de fuites.

De plus,

$$\vec{E}_t = -\frac{d\vec{\Psi}_t}{dt} = \vec{V} + R \cdot \vec{I} \quad (14)$$

Donc en dérivant l'équation (1) par rapport au temps, on obtient en notation complexe :

$$\vec{E}_{req} = -\frac{d\vec{\Psi}_{red}}{dt} = -j\omega \vec{\Psi}_{red} = \vec{V} + R \cdot \vec{I} + j\omega L_q \vec{I}_q + j\omega L_\sigma \vec{I} \quad (15)$$

Remarque : Si la position des axes d et q est inconnue, l'équation précédente peut être mise sous la forme suivante :

$$\underbrace{\vec{E}_{req}}_{\text{Axe } q} = \underbrace{\vec{V} + R \cdot \vec{I} + jX_q \vec{I}}_{\text{Axe } q} - \underbrace{j\omega L_q \vec{I}_d}_{\text{Axe } q} \quad (16)$$



Le vecteur $\vec{V} + R.\vec{I} + jX_q\vec{I}$ indique alors la position de l'axe q.

Si l'on décompose l'équation (15) suivant les deux axes d et q, on obtient :

$$\begin{cases} \vec{E}_{req} = \vec{V}_q + R.\vec{I}_q + j\omega L_\sigma \vec{I}_d \\ \vec{0} = \vec{V}_d + R.\vec{I}_d + j\omega X_q \vec{I}_q \end{cases} \quad (17)$$

Avec $X_q = \omega (L_q + L_\sigma)$

On obtient alors les deux machines électriques monophasées équivalentes dans les axes d et q :

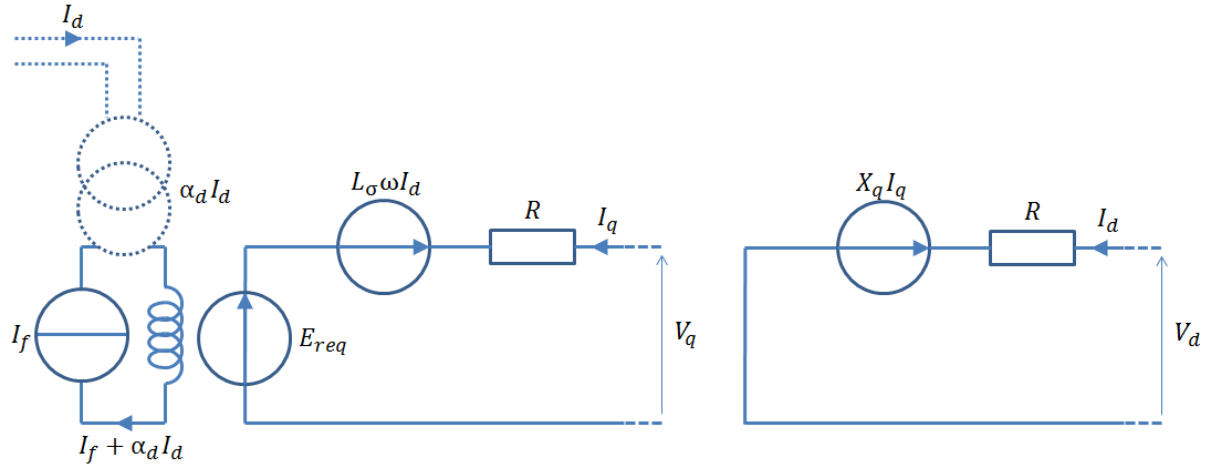


Figure 16 - Représentation schématique des machines "d" et "q"

Diagramme vectoriel correspondant :

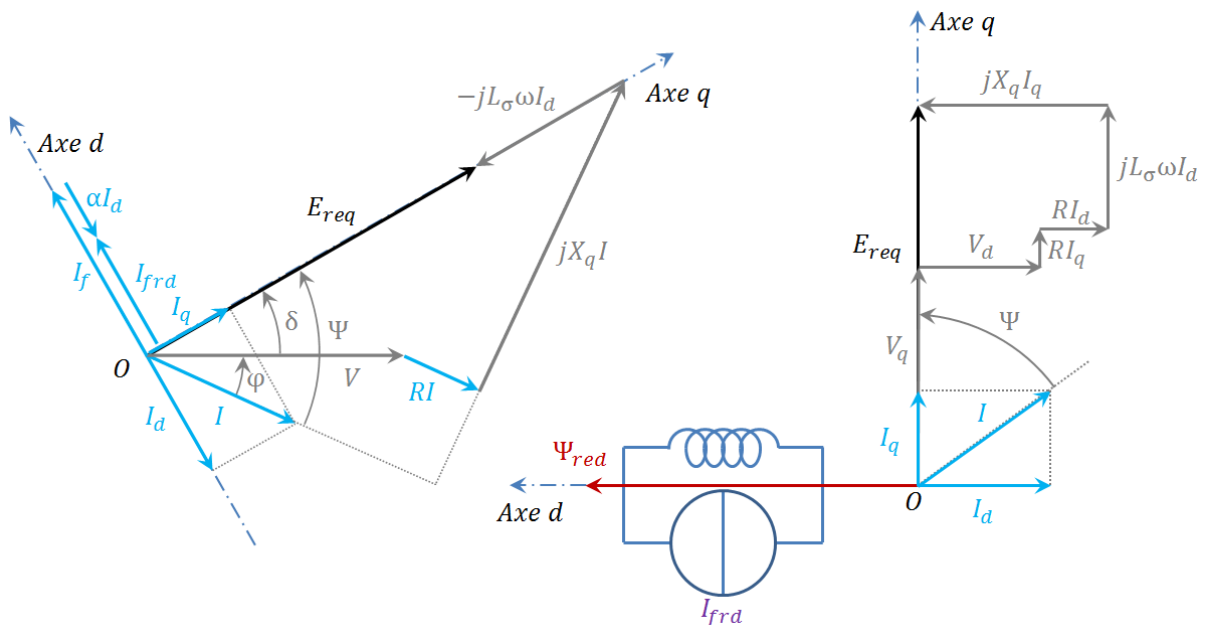


Figure 17 - Diagramme vectoriel de la machine synchrone bobinée



III.1.2 Détermination des paramètres du modèle

Pour déterminer les paramètres du modèle, regardons ce que deviennent les équations lors d'un essai sur charge inductive pure, appelé aussi essai en déwatté :

\vec{I} et \vec{V} sont en quadrature donc si on néglige le vecteur \overrightarrow{RI} , \vec{V} est porté par l'axe q et \vec{I} par l'axe d (i.e. $I_q = 0$ et $V_d = 0$).

L'équation (17) devient alors

$$\begin{cases} \overrightarrow{E_{req}} = \overrightarrow{V_q} + j\omega L_\sigma \overrightarrow{I_d} \\ \vec{0} = R \cdot \overrightarrow{I_d} \end{cases} \quad (18)$$

Remarque : On retrouve bien l'hypothèse $R \cdot \vec{I}$ négligeable.

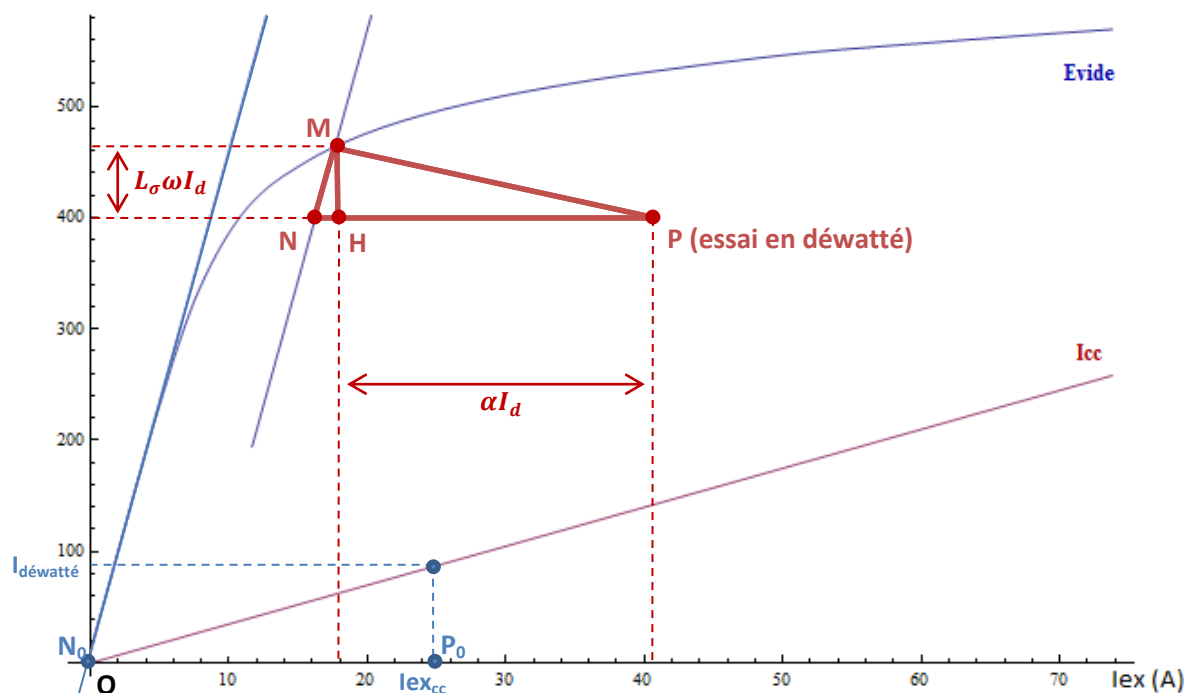


Figure 18 - Détermination des paramètres du modèle

Pour déterminer les paramètres du modèle précédent :

- On part de la caractéristique à vide $E = f(I_{ex})$.
- On la prolonge jusqu'à $E = 0V$. On coupe alors l'axe des abscisses au point N_0 .
- On place les points P (essai déwatté) et P_0 (essai en court-circuit avec les mêmes courants que l'essai précédent).
- On cherche ensuite à placer le point N , qui est obtenu à partir du point P , par une translation d'une distance équivalente à $P_0 N_0$.
- L'étape suivante consiste à tracer la droite D , parallèle à la partie linéaire de la caractéristique interne, passant par le point N . L'intersection de cette droite et de la caractéristique donne le point M .
- On en déduit alors les valeurs de α et L_σ du modèle.



III.2 Evaluation des pertes de l'alternateur

Commençons par faire un petit point sur le vocabulaire utilisé. Dans un alternateur synchrone bobiné, on peut distinguer deux machines distinctes. Une principale qui va fournir la puissance à la charge. Son stator correspond aux bobinages induits de cette machine et est classiquement appelé stator de l'alternateur. Son rotor correspond au bobinage inducteur de la machine et est classiquement appelé rotor ou encore roue polaire de l'alternateur. La régulation de la tension de sortie triphasée (U, V, W) se fait via un contrôle du courant dans cette roue polaire (I_{rp}). Ce courant est fourni par une seconde machine « inversée » au travers d'un pont de diode. Cette seconde machine est dite « inversée » car son bobinage induit est sur la partie tournante de la machine. On appelle également cette seconde machine, l'excitatrice de l'alternateur. Le bobinage induit de cette machine est classiquement appelé induit de l'alternateur. Le bobinage inducteur est quant à lui à l'extérieur de la machine et est fixe. Il est classiquement appelé inducteur de l'alternateur. La régulation de cette seconde machine se fait via le contrôle du courant traversant cet inducteur (I_{exc}). Il est contrôlé par le régulateur de l'alternateur pour maintenir la tension de sortie constante.

Par définition, le rotor est sur la partie tournante de l'alternateur et le stator sur la partie fixe.

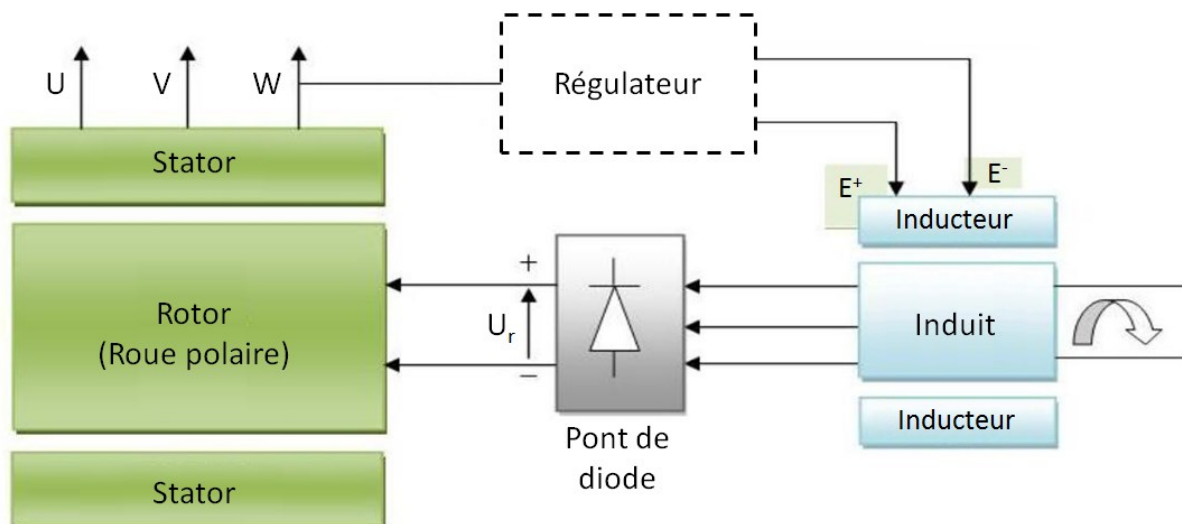


Figure 19 - Schéma simplifié d'un alternateur synchrone bobiné

Afin d'établir un modèle de dimensionnement, nous allons étudier l'influence de quelques paramètres sur notre modèle tels que la vitesse de rotation de la machine et le nombre de spires du bobinage au stator.

III.2.1 Pertes mécaniques

Ces pertes sont dues essentiellement à la turbine de ventilation et aux roulements de la machine. Dans les deux cas, ce sont des pertes par frottement visqueux et sont donc proportionnelles à la vitesse de rotation de la machine au carré.

$$P_{Méca} = K f^2 \quad (19)$$

Afin de s'assurer de la validité de notre hypothèse, nous avons réalisé des essais sur un alternateur de 12.5kVA. Nous mesurons alors pour cet alternateur les pertes mécaniques et nous vérifions que la



tendance des points mesurés est bien proportionnelle à la vitesse de rotation au carré (ou la fréquence au carré).

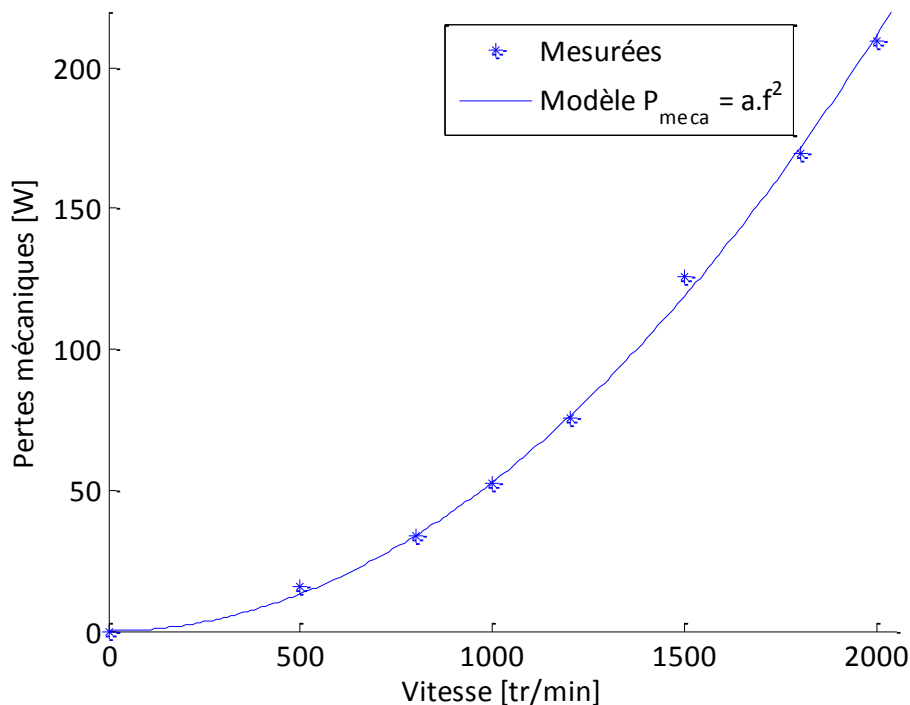


Figure 20 - Pertes mécaniques essai alternateur

III.2.2 Pertes dans la roue polaire

La roue polaire est un bobinage qui est alimenté en continu pour produire un champ fixe lié par rapport au rotor. Les pertes dans la roue polaire sont principalement constituées de pertes joules dues à la résistance du bobinage de la roue polaire R_{rp} . Connaissant le courant de roue polaire I_{rp} traversant le bobinage, on peut calculer les pertes dans la roue polaire suivant l'équation (20).

$$P_{rp} = R_{rp} I_{rp}^2 \quad (20)$$

III.2.3 Pertes dans l'induit

Les pertes dans l'induit sont elles aussi principalement liées aux pertes joules des bobinages de celui-ci. On admet que le courant traversant les bobinages de l'induit vaut en valeur crête $0.8 I_{rp}$ on peut alors exprimer les pertes dans l'induit suivant l'équation (21) avec R_{Induit} la résistance d'un bobinage de l'induit.

$$P_{Induit} = \frac{3}{2} R_{Induit} (0.8 I_{rp})^2 \quad (21)$$

III.2.4 Pertes dans l'inducteur

Les pertes au niveau de l'inducteur sont cette fois encore principalement des pertes joules. L'excitatrice étant dimensionnée pour fonctionner dans son régime linéaire, on peut faire



l'hypothèse que le courant traversant l'inducteur est proportionnel au courant de la roue polaire I_{rp} . On notera K_{exc} ce coefficient.

$$P_{exc} = R_{exc} (K_{exc} I_{rp})^2 \quad (22)$$

III.2.5 Pertes dans le pont de diode

On exprime les pertes dans les diodes suivant l'équation (23) qui exprime les pertes dans deux diodes avec une tension de seuil V_{seuil} .

$$P_{Diodes} = 2 (V_{seuil} I_{rp}) \quad (23)$$

III.2.6 Pertes fer

On trouve dans la littérature [STE 13] que les pertes fer peuvent être exprimées en trois termes différents. Le premier étant lié au phénomène d'hystérésis, un autre exprimant les pertes par courant de Foucault et un dernier qui représente le reste des pertes appelées pertes par excès. L'expression générale des pertes fer peut alors se mettre sous la forme suivante :

$$P_{fer} = \underbrace{C_0 \cdot f \cdot B_m^\alpha}_{\text{Hystérésis}} + \underbrace{Kcf \cdot (f \cdot B_m)^2}_{\text{Foucault}} + \underbrace{C_1 \cdot (f \cdot B_m)^{3/2}}_{\text{Excès}} \quad (24)$$

Un tel degré de précision ne nous sera pas utile et une bonne approximation des pertes peut également être faite en supposant qu'elles peuvent se décomposer en un terme proportionnel à l'induction B_m au carré et à la fréquence ainsi qu'à un autre terme proportionnel à l'induction au carré et à la fréquence au carré. On peut alors écrire l'expression des pertes fer sous la forme suivante [REZ 11]:

$$P_{fer} = B_m^2 (K1 f^2 + K2 f) \quad (25)$$

Or, dans une machine à excitation bobinée, l'induction B_m est fonction de la tension aux bornes de l'alternateur et de sa fréquence et peut s'exprimer par l'équation (15).

$$U_{alt} = K B_m f \quad (26)$$

On peut alors en déduire que les pertes fer dans une machine à excitation bobinée peuvent s'exprimer en fonction d'un terme inversement proportionnel à la fréquence de fonctionnement et d'un autre constant.

$$P_{fer} = \left(a_{Pfer} + \frac{b_{Pfer}}{f} \right) U_{alt}^2 \quad (27)$$

On trouve alors qu'à tension d'alternateur constante, les pertes fer diminuent lorsque la fréquence augmente. On peut voir à la figure 21 que l'on retrouve bien la tendance attendue sur les mesures effectuées sur la machine de 12.5kVA.



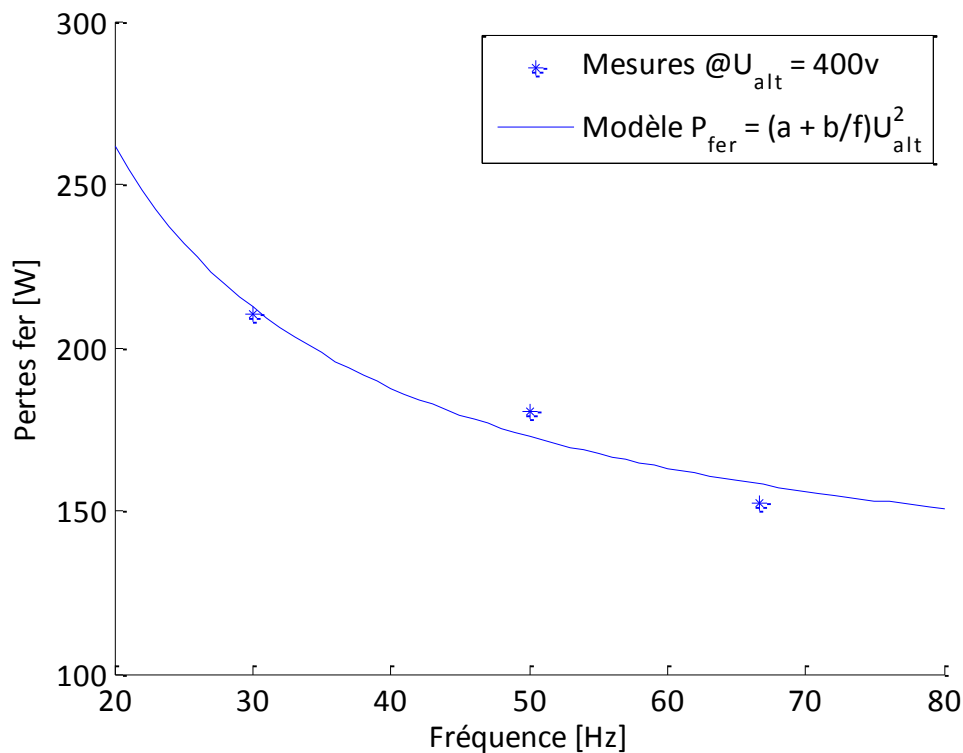


Figure 21 - Pertes fer vs fréquence d'une machine synchrone bobinée

III.2.7 Pertes Stator

On retrouve au stator des pertes joules dues à la résistance des enroulements ainsi que des pertes fer dans les tôles magnétiques. Les pertes joules s'expriment en fonction de la résistance des enroulements d'une phase du stator R_s et du courant I_s suivant l'équation suivante :

$$P_{js} = 3 \cdot R_s \cdot I_s^2 \quad (28)$$

III.2.8 Pertes supplémentaires

Les pertes supplémentaires représentent le reste de toutes les autres pertes. En effet, en réalisant des essais sur une machine et en déduisant toutes les pertes précédentes, il reste encore quelques pertes qui ont été négligées ou non modélisées (pertes des résistances de contacts, effets de peau des bobinages, pertes fer dans les tôles autres qu'au stator...). Après une série d'essais réalisés par Leroy Somer, on trouve que ces pertes supplémentaires sont proportionnelles aux pertes joules mais également fonction de la fréquence de fonctionnement. Nous utiliserons l'équation (29) pour modéliser ces pertes supplémentaires.

$$P_{sup} = K_{sup} I_s^2 \left(\frac{f}{f_0} \right)^2 \quad (29)$$

III.2.9 Pertes totales

On peut finalement exprimer les pertes totales de l'alternateur synchrone bobiné comme la somme de toutes les pertes précédentes.



$$P_{totales} = P_{meca} + P_{exc} + P_{induit} + P_{Diode} + P_{rp} + P_{fer} + P_{js} + P_{sup} \quad (30)$$

Les pertes de la machine sont ensuite établies à partir de mesures réalisées lors d'essais en fonctionnement nominal. On évalue alors les pertes au point de fonctionnement voulu par les relations de proportionnalités correspondantes.

III.3 Prise en compte de la tension de bobinage dans le modèle

Dans notre étude, il semblerait également intéressant de pouvoir adapter le niveau de tension de l'alternateur. Ceci peut se faire en jouant sur le nombre de spires N_s du bobinage du stator. Regardons alors l'effet de ce paramètre sur notre modèle.

Commençons par regarder l'expression de la force électromotrice à vide et à vitesse constante de la machine :

$$E = k \cdot \Phi(I_{ex}) \cdot N_s \cdot S_{spire} \quad (31)$$

La force électromotrice à vide sera donc proportionnelle au nombre de spires de la machine. Si l'on regarde l'expression de l'inductance de la machine on montre qu'elle est proportionnelle au carré du nombre de spires :

$$L_s = K N_s^2 \quad (32)$$

On supposera que l'inductance de fuite augmente aussi dans les mêmes proportions et qu'elle est également proportionnelle au carré du nombre de spires.

$$L_f = K' N_s^2 \quad (33)$$

L'expression générale d'une résistance dans un matériau de longueur l et de section S peut se mettre sous la forme suivante :

$$R = \rho \frac{l}{S} \quad (34)$$

Pour un coefficient de remplissage d'encoches constant, l'augmentation du nombre de spires entraîne la réduction du diamètre des fils. De plus la tension augmentant en fonction du nombre de spires, le dimensionnement en courant en sera réduit. On a donc une longueur de fil de bobine proportionnelle au nombre de spires mais la surface S est inversement proportionnelle au nombre de spires. On a alors les relations suivantes :

$$R_s = \rho \frac{N_s l_0}{S_0 / N_s} = K'' N_s^2 \quad (35)$$

La résistance des enroulements du stator est donc proportionnelle au carré du nombre de spires.

Le modèle de Potier introduit un coefficient α . Nous devons donc chercher quelle est la dépendance du nombre de spires de la machine sur ce coefficient. Pour déterminer les paramètres du modèle, on part d'un premier essai en déwatté ($\cos(\varphi) = 0$). On a alors :

$$I_d = I_{d\text{dewatté}} \quad (36)$$



On effectue ensuite un essai en court-circuit avec les mêmes courants que l'essai précédent.

$$I_{cc} = I_{dewatté} \quad (37)$$

On définit alors α en fonction du courant de roue polaire lors de cet essai :

$$\alpha I_{dewatté} = I_{rp_cc} \quad (38)$$

Or en court-circuit, les ampères-tours au rotor et au stator sont proportionnels :

$$N_s I_{cc} \cong N_{rp} I_{rp_cc} \quad (39)$$

En remplaçant I_{rp_cc} dans (27), par la relation (28), on déduit :

$$\alpha I_{dewatté} \cong \frac{N_s I_{dewatté}}{N_{rp}} \quad (40)$$

On conclut alors que ce coefficient est proportionnel au nombre de spires au stator et inversement proportionnel au nombre de spires au rotor:

$$\alpha \cong \frac{N_s}{N_{rp}} \quad (41)$$

D'autres coefficients ont été introduits, notamment pour modéliser les pertes fer. On suppose que les pertes fer restent constantes lorsque l'on change le bobinage. En reprenant (16), on montre alors que a_{pfer} et b_{pfer} sont tous les deux inversement proportionnels au carré du nombre de spires.

$$\begin{cases} a_{pfer} = \frac{K_a}{N_s^2} \\ b_{pfer} = \frac{K_b}{N_s^2} \end{cases} \quad (42)$$

Un dernier coefficient a été introduit. Il s'agit du coefficient K_{sup} servant à modéliser les pertes supplémentaires. Il est proportionnel à la résistance du stator et il est donc proportionnel au carré du nombre de spires.

$$K_{sup} = K_s' N_s^2 \quad (43)$$

III.4 Comparaison du rendement modélisé avec celui mesuré

Afin de vérifier la validité de notre modèle d'alternateur, nous pouvons comparer les rendements obtenus lors des essais avec ceux obtenus grâce au modèle développé. Nous choisissons de comparer les rendements d'un alternateur de 36kVA bobiné pour une tension nominale de 400V. Les rendements sont donnés dans le plan défini par la vitesse de rotation en fonction de la puissance de sortie de l'alternateur. La figure 22 montre le rendement mesuré sur un groupe de 36kVA utilisé à 400V sous un $\cos(\varphi)$ de 0.8. Ces rendements sont issus de mesures d'essais réalisés par la société Leroy Somer.



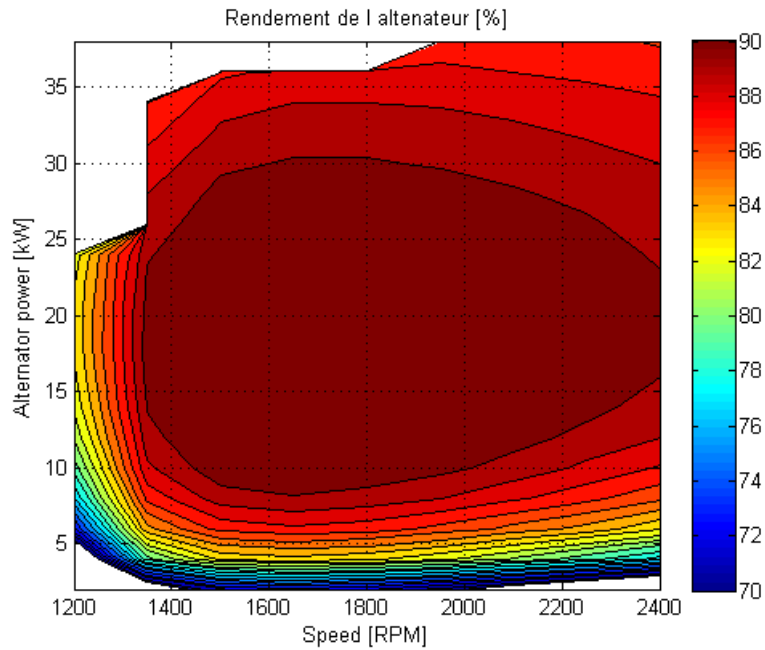


Figure 22 – Cartographie de rendement mesuré pour un alternateur de 36kVA avec $\cos(\varphi) = 0.8$

Nous pouvons alors comparer cette cartographie à celle issue du modèle décrit précédemment. On obtient alors la cartographie visible à la figure 23.

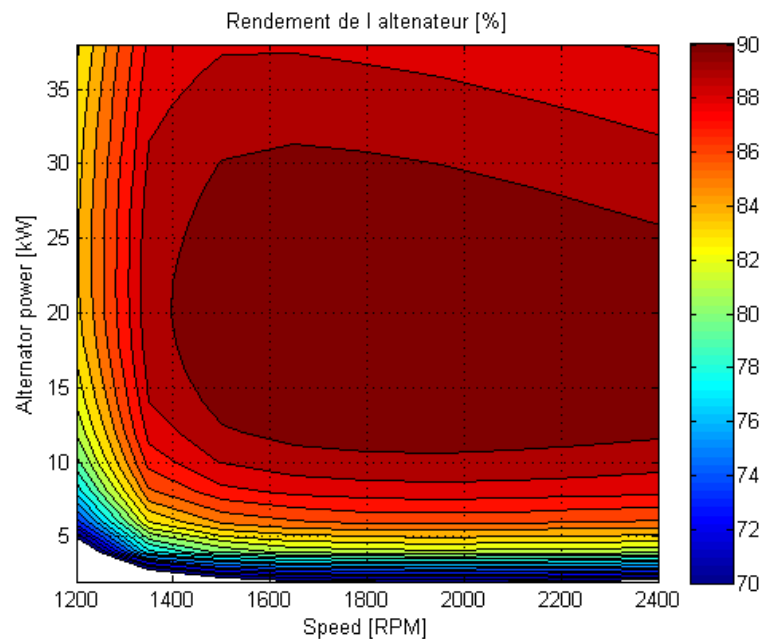


Figure 23 - Cartographie de rendement modélisé pour un alternateur de 36kVA avec $\cos(\varphi) = 0.8$

La tendance générale est bien respectée avec une zone de rendement maximale se situant entre la puissance nominale et la moitié de cette puissance pour une vitesse de rotation entre 1500tr/min et 2500tr/min. Le rendement se dégrade très vite à faible vitesse ainsi qu'à faible puissance. On comprend alors d'autant plus pourquoi le rendement global d'un groupe électrogène se dégrade à



faible charge puisque à la fois le moteur thermique et l'alternateur ont un mauvais rendement dans ce mode de fonctionnement.

IV Électronique de puissance

Comme nous l'avons vu précédemment, l'ajout du système de stockage ainsi que le fonctionnement à vitesse variable nécessite des convertisseurs d'électronique de puissance afin de contrôler et d'interfacer les différents éléments du système. Nous verrons dans un premier temps une modélisation électrique des convertisseurs afin d'en connaître leur fonctionnement. Nous verrons ensuite comment calculer leurs pertes afin de dresser un bilan énergétique.

IV.1 Modélisation électrique

Nous verrons donc dans cette partie, le fonctionnement des convertisseurs d'électronique de puissance. La structure choisie nécessite un redresseur qui a été choisi comme étant un pont de diode triphasé, un onduleur qui permettra de recréer un réseau triphasé ainsi qu'un convertisseur DC/DC qui assurera la liaison de la batterie au bus continu.

IV.1.1 Redresseur

Le redresseur est réalisé en utilisant un montage en pont de Graëtz avec des diodes comme le montre le schéma à la figure 24. Ce redresseur est non commandé, la régulation de l'excitation de l'alternateur assurera un bon fonctionnement. D'autres structures de redresseurs commandés pourront être envisagées par la suite.

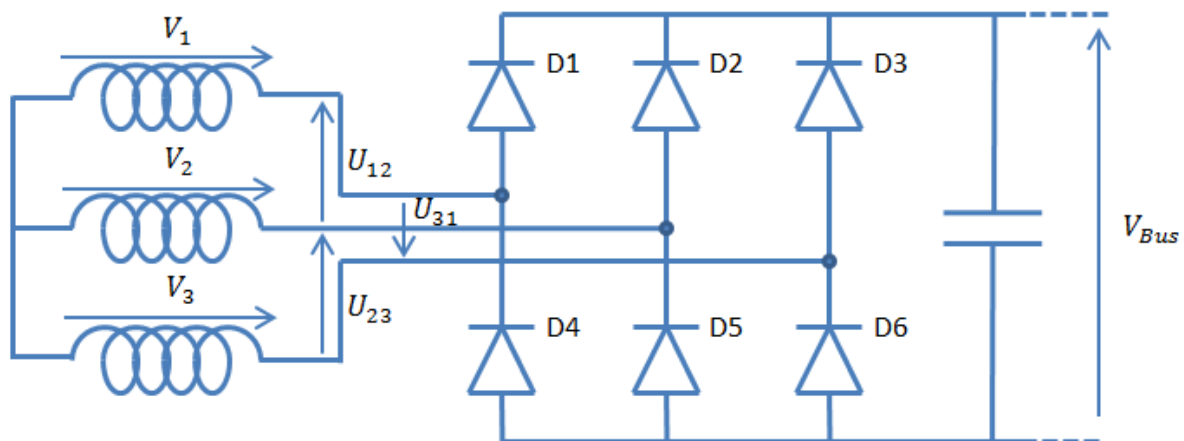


Figure 24 - Pont de diode triphasé

Dans notre étude, le comportement inductif de la machine synchrone implique que le courant débité par la machine est continu. C'est donc le courant des enroulements de l'alternateur qui impose le mode de conduction des diodes [GER 01]. Les diodes en haut du pont étant passantes lorsque le courant est positif et bloquées lorsque le courant est négatif (et inversement pour les diodes de la partie inférieure du pont de Graëtz). En supposant le courant dans les enroulements sinusoïdaux, les commutations des diodes se font alors à courant nul et la tension du côté de la machine sera alors un signal en créneaux comme on peut le voir sur la figure 25 :



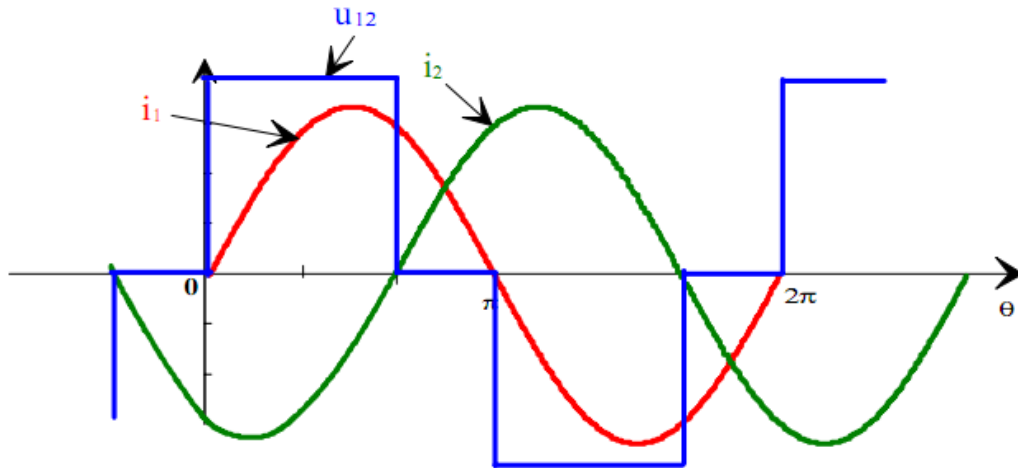


Figure 25 - Forme d'onde de la tension et des courants en entrée du pont de diode

Le fondamental (en valeur crête) de cette tension en créneaux vaut alors en négligeant la chute de tension aux bornes des diodes :

$$U_{fond} = \frac{2 * \sqrt{3}}{\pi} * V_{bus} \quad (44)$$

Ou en tension simple :

$$V_{fond} = \frac{2}{\pi} * V_{bus} \quad (45)$$

Si on prend en compte la chute de tension aux bornes des diodes, on obtient l'expression suivante :

$$V_{fond} = \frac{3\sqrt{3} R_D \cdot I_{max} + 8\pi R_D \cdot I_{max} + 72 V_f + 36 V_{bus}}{18\pi} \quad (46)$$

Avec V_f la tension inverse et R_D la résistance à l'état passant de la diode.

*Remarque : On retrouve bien $V_{fond} = \frac{2}{\pi} * V_{bus}$ si $V_f = 0$ et $R_D = 0$.*

Le courant redressé est obtenu par combinaison des 3 courants de la machine. Une représentation illustrant ce courant est visible à la figure 26.



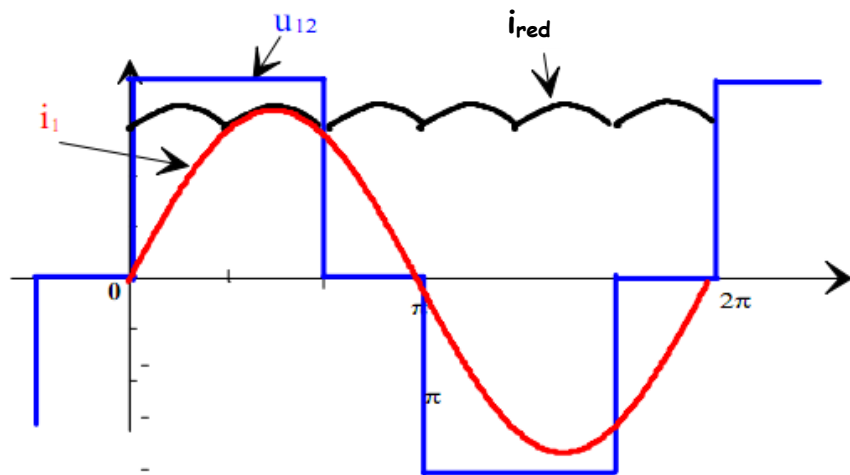


Figure 26 - Représentation du courant redressé

On peut alors en déduire la valeur du courant redressé moyen :

$$\langle I_{red} \rangle = \frac{3}{\pi} I_{max} \quad (47)$$

Regardons maintenant le fonctionnement de l'onduleur.

IV.1.2 Onduleur

L'onduleur triphasé est un convertisseur qui permet d'obtenir une tension alternative à partir d'une tension continue [FOC 00]. L'onduleur découpe la tension d'entrée et l'applique une fois dans un sens ($+V_{Bus}$), une fois dans l'autre ($-V_{Bus}$) à sa sortie. La variation de la période à laquelle la tension de sortie reste à l'état haut ($+V_{Bus}$) ou bas ($-V_{Bus}$) permet de faire varier la tension moyenne appliquée en sortie.

Il est constitué de six interrupteurs montés en pont. Le regroupement de deux interrupteurs en série est appelé bras de l'onduleur. Nous avons donc, pour un onduleur triphasé, trois bras d'onduleur montés en parallèle. Le schéma de principe d'un onduleur est visible à la figure 27.



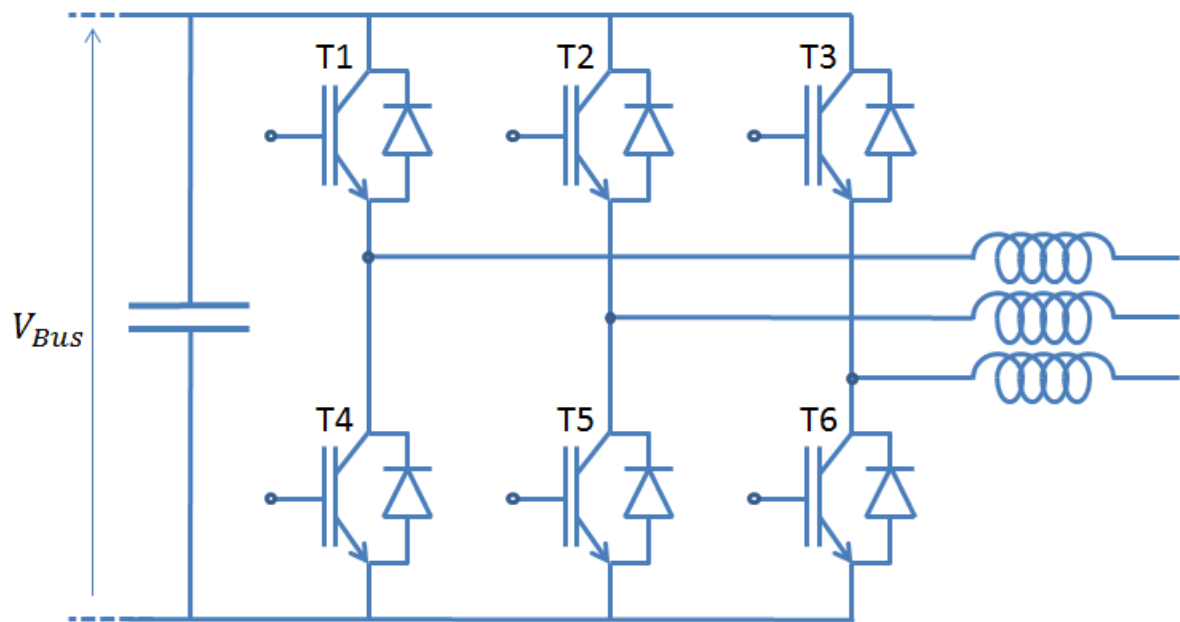


Figure 27 - Schéma électrique d'un onduleur triphasé

La technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI en français et PWM en anglais pour *pulse width modulation*). Permet de se rapprocher d'un signal désiré en choisissant le fondamental de la tension de sortie et permet de repousser les harmoniques dus aux commutations vers des fréquences plus élevées. La technique de modulation la plus répandue est la modulation sinus-triangle. Cette méthode est illustrée sur la figure 28.



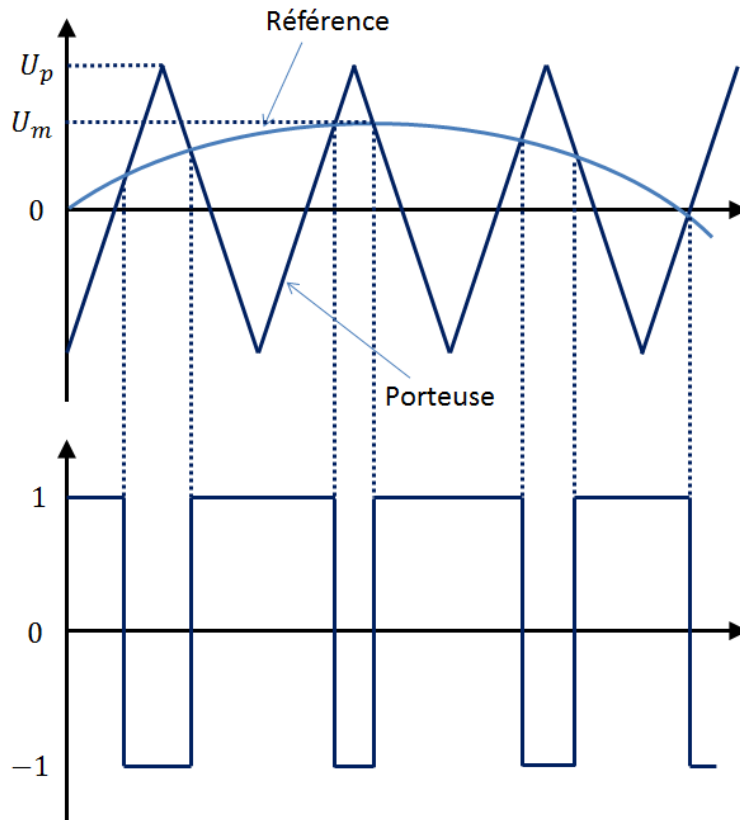


Figure 28 - MLI sinus-triangle

La MLI sinus triangle est réalisée par comparaison d'une onde modulante basse fréquence (tension de référence) à une onde porteuse haute fréquence de forme triangulaire. Les instants de commutation sont déterminés par les points d'intersection entre la porteuse et la modulante. La fréquence de commutation des interrupteurs est donc fixée par la porteuse. En triphasé, les trois références sinusoïdales sont déphasées de $\frac{2\pi}{3}$.

Si la référence est sinusoïdale, deux paramètres caractérisent la commande :

- L'indice de modulation m , égal au rapport de la fréquence de la modulation (porteuse) sur la fréquence de la référence (modulante).

$$m = \frac{f_p}{f_m} \quad (48)$$

Avec $m > 1$

L'augmentation de m rejette les premiers harmoniques non nuls vers les fréquences élevées et facilite donc le filtrage. Mais, m est limité par les temps des commutations des interrupteurs des convertisseurs et donc par la largeur minimale des impulsions.

- Le coefficient de réglage en tension r , est égal au rapport de l'amplitude de la tension de la référence sur celle de la porteuse.

$$r = \frac{U_m}{U_p} \quad (49)$$



Avec $0 \leq r \leq 1$, l'amplitude de la tension de sortie est proportionnelle à r . On est donc dans une zone que l'on appellera linéaire. La valeur efficace du fondamental de la tension que l'on peut atteindre dans cette zone est pratiquement égale à la tension de référence dès que m est suffisant.

$$V_{eff} = \frac{r}{2\sqrt{2}} E \quad (50)$$

La valeur maximale pouvant être obtenue dans cette zone est pour $r = 1$ et vaut donc :

$$V_{eff} = \frac{1}{2\sqrt{2}} E \approx 0.71 \frac{E}{2} \quad (51)$$

Lorsque l'on augmente r , la tension de sortie augmente mais des harmoniques de plus faibles fréquences apparaissent. Nous sommes dans une zone que l'on appelle zone de sur-modulation. À partir d'une certaine valeur de r , la tension de sortie n'augmente plus et nous arrivons à une commande pleine onde. Dans cette zone, la valeur efficace du fondamental de la tension vaut :

$$V_{eff} = \frac{\sqrt{2}}{\pi} E \approx 0.90 \frac{E}{2} \quad (52)$$

Le fondamental de la tension de sortie pouvant être atteint avec une MLI dans la zone linéaire est donc inférieur à une commande en pleine onde. La figure 29 permet d'illustrer les trois zones de fonctionnement pour le gain de l'onduleur.

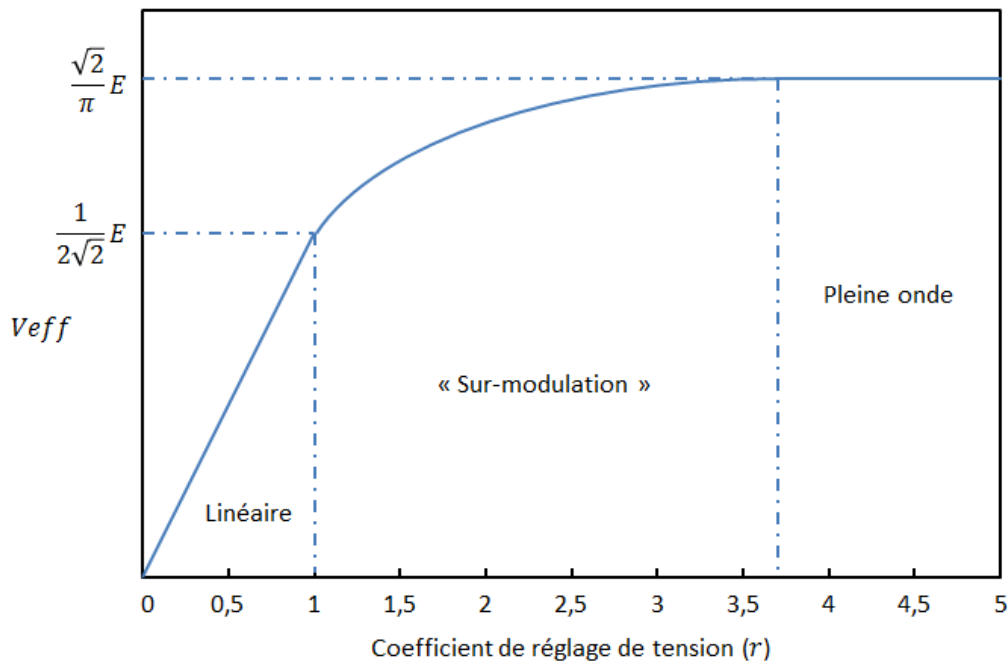


Figure 29 - Tension de sortie d'onduleur en fonction du coefficient de réglage de tension

Remarque : Une stratégie de commande par une approche vectorielle permet d'augmenter la zone linéaire à une tension efficace de $\frac{E}{\sqrt{3}\sqrt{2}} \approx 0.81 \frac{E}{2}$ pour $r = \frac{2}{\sqrt{3}} \approx 1.15$ [NGU 11].



IV.1.3 Convertisseur DC/DC

Les besoins de notre application requièrent qu'un flux énergétique soit possible dans les deux sens (charge et décharge du dispositif de stockage). Nous devons donc nous orienter vers un hacheur double quadrant (réversible en courant). Celui-ci se comporte comme un convertisseur abaisseur (*buck*) lorsque l'énergie va de la source de tension vers la source de courant. Il se comporte comme un convertisseur élévateur (*boost*) dans le cas contraire. La structure d'un tel convertisseur est visible à la figure 30.

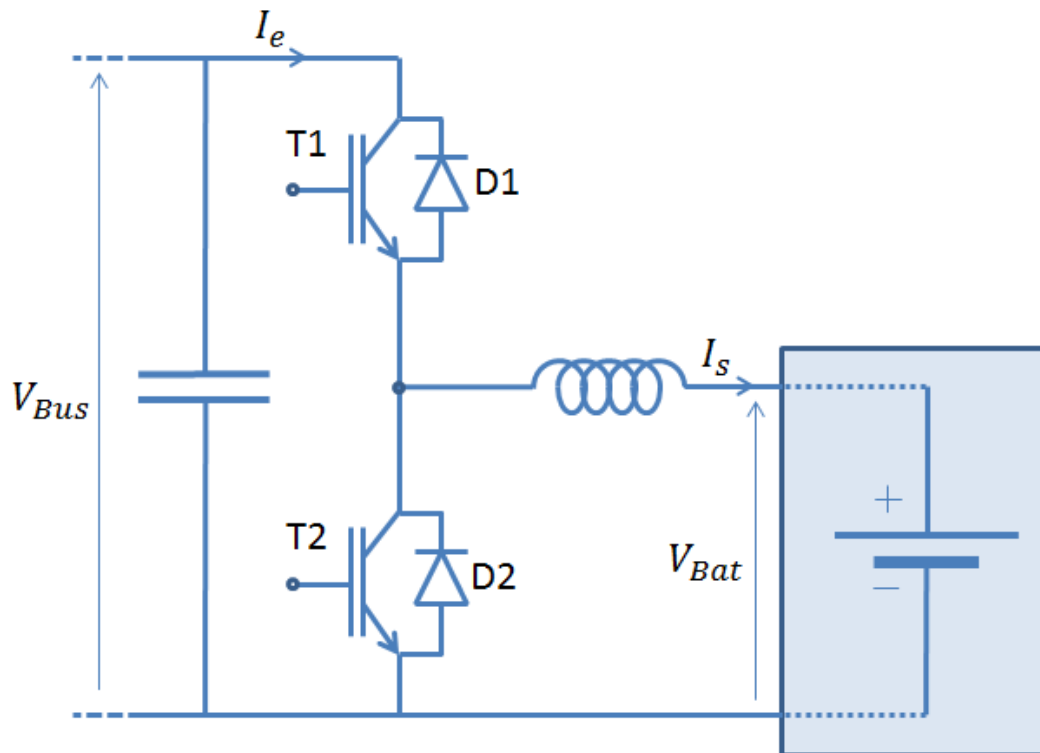


Figure 30 - Cellule de commutation bidirectionnelle en courant

Les interrupteurs T1 et T2 commutent à une fréquence $f_c = \frac{1}{T}$ et avec un rapport cyclique D. Le calcul de la tension moyenne en sortie du convertisseur peut se faire de la façon suivante :

La tension aux bornes de l'inductance vaut :

- $U_e - E_s$ lorsque T_1 est fermé et T_2 est ouvert.
- $-E_s$ lorsque T_1 est ouvert et T_2 est fermé.

La forme d'onde de la tension est visible sur la figure 31.



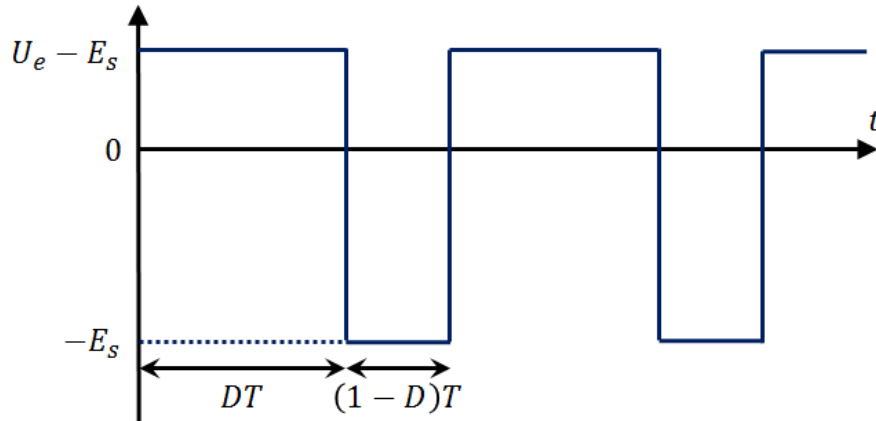


Figure 31 - Tension aux bornes de l'inductance

On obtient donc en valeur moyenne :

$$\langle U_{ls} \rangle = \frac{1}{T} [(U_e - E_s)DT - E_s(1 - D)T] \quad (53)$$

Or en régime établi, la tension moyenne aux bornes de l'inductance est nulle, on obtient donc :

$$\frac{E_s}{U_e} = D \quad (54)$$

Ceci n'est évidemment valable que dans la mesure où nous avons négligé la chute de tension aux bornes des interrupteurs lorsqu'ils sont à l'état passant. Nous avons également considéré leurs commutations comme étant idéales.

De plus, pour dimensionner les composants, nous devons évaluer le courant dans le convertisseur. Quel que soit le mode de fonctionnement,

- $I_e = I_s$ si T_1 ou D_1 sont passant
- $I_e = 0$ si T_2 ou D_2 sont passant

On obtient donc en valeur moyenne :

$$\langle I_e \rangle = \frac{1}{T} \langle I_s \rangle DT = \langle I_s \rangle D \quad (55)$$

IV.1.4 Convertisseur DC/DC entrelacé

Il arrive très souvent d'utiliser une structure DC/DC dite entrelacée. Cette structure consiste à mettre plusieurs bras d'IGBT en parallèle et de les commander en décalé de manière à réduire l'ondulation de courant de la source continue. Dans la pratique, on se rend compte que les modules utilisés sont le plus souvent des modules d'onduleur triphasé et disposent donc naturellement de trois bras pouvant être commandés de manière appropriée. Un exemple de structure DC/DC entrelacée à trois bras est visible à la figure 32.



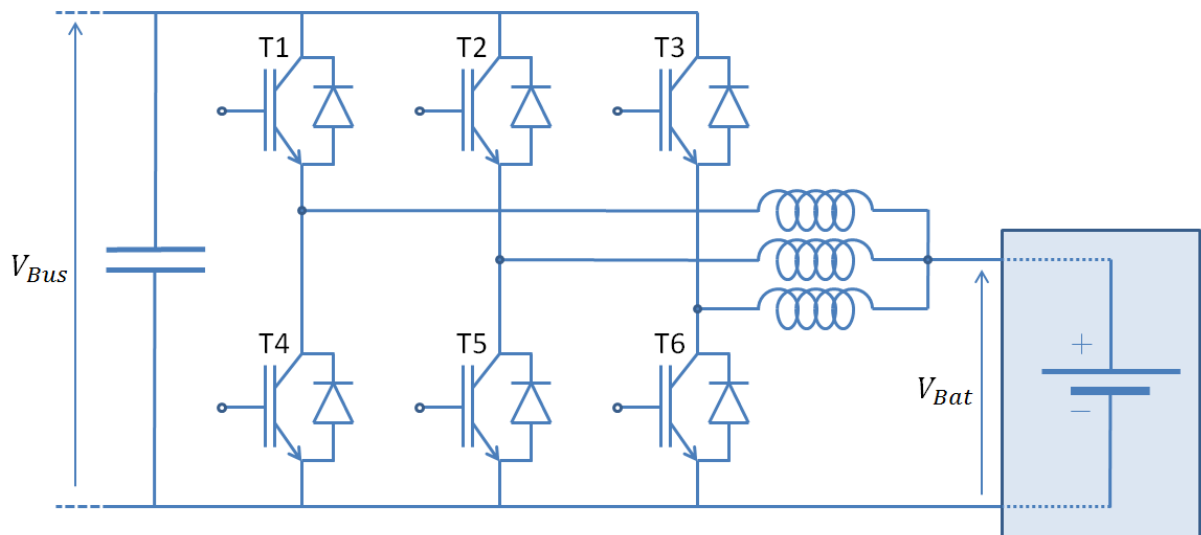


Figure 32 - Convertisseur DC/DC entrelacé à 3 bras

L'intérêt principal de cette structure est de réduire l'ondulation de courant en sortie de convertisseur. On montre que pour une même quantité d'énergie de stockage d'inductance, l'ondulation de courant en fonction du nombre de bras et du rapport cyclique est de la forme décrite à la figure 33. Le courant dans chaque bras est réduit d'un facteur égal au nombre de bras. Par conséquent pour conserver la même quantité d'énergie de stockage dans les inductances, l'énergie étant une fonction du carré du courant nominal de l'inductance, nous devons augmenter la valeur de l'inductance de chaque bras d'un facteur égal au nombre de bras du convertisseur.



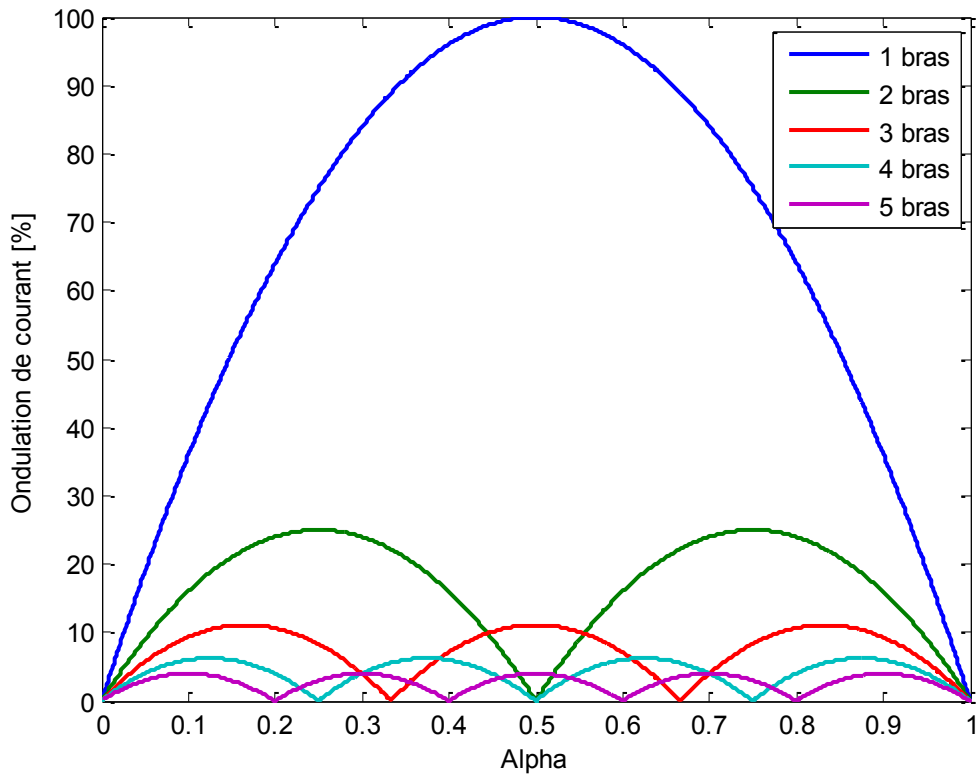


Figure 33 - Ondulation de courant en fonction du nombre de bras et du rapport cyclique

L'ondulation de courant est normalisée par rapport au cas à 1 bras où on obtient une ondulation maximale, définie à 100% pour $\alpha = 0,5$.

IV.2 Evaluation des pertes des convertisseurs

Après avoir vu le fonctionnement électrique de chacun des convertisseurs utilisés, nous allons voir comment évaluer leurs pertes afin de dresser un bilan énergétique du système.

IV.2.1 Redresseur

Les commutations des diodes se faisant à courant nul ainsi qu'à faible fréquence, on pourra supposer que les pertes par commutation sont négligeables.

Les pertes en conduction sont évaluées en calculant la moyenne sur une période du produit entre le courant traversant les diodes et la chute de tension à ses bornes. On obtient alors la relation suivante :

$$P_{cond} = \frac{1}{T} \int_0^T V_D I_D dt = \frac{1}{T} \int_0^T (V_f + R_D I_D) I_D dt \quad (56)$$

Avec $I_D = I_{max} \sin(\omega t)$ sur une demi-période et nul sinon, on obtient :

$$P_{cond} = \frac{V_f \cdot I_{max}}{\pi} + \frac{R_D I_{max}^2}{4} \quad (57)$$



Ces pertes sont les mêmes pour chacune des 6 diodes, on doit donc multiplier par 6 l'ensemble de ces pertes pour obtenir les pertes totales du redresseur.

IV.2.2 Onduleur

Seules les pertes dans les diodes et les interrupteurs seront pris en compte. On retrouve alors pour chacun de ces composants, des pertes en conduction ainsi que des pertes en commutation [INF 08].

IV.2.2.1 Pertes dans les IGBT

$$P_{IGBT_cond} = \frac{1}{T} \int_0^T V_{ce}(t) \cdot I(t) \cdot \alpha(t) \cdot dt \quad (58)$$

Avec - $V_{ce}(t)$ la chute de tension aux bornes de l'IGBT
 - $\alpha(t)$ la fonction de conduction de l'IGBT

Dans le cas où l'on souhaite obtenir une référence de tension sinusoïdale, on exprime la fonction de conduction selon la forme suivante :

$$\alpha(t) = \frac{1}{2} (1 + r \cdot \sin(\omega t)) \quad (59)$$

Avec r le rapport de modulation.

Nous avons vu précédemment qu'il était préférable de se placer dans la zone linéaire du convertisseur. Le rapport de modulation vérifie dans cette zone la relation suivante :

$$r = 2 \frac{V_{réseau}}{V_{DC}} \quad (60)$$

De plus, l'IGBT ne conduisant que durant l'alternance positive du courant, on obtient alors l'expression suivante pour les pertes par conduction dans un IGBT :

$$P_{IGBT_cond} = \frac{1}{T} \int_{\frac{\varphi}{2\pi}}^{\frac{(\varphi+\pi)*T}{2\pi}} (V_{ce0} + R_{ce} I(t)) I(t) \cdot \frac{1}{2} (1 + r \cdot \sin(\omega t)) \cdot dt \quad (61)$$

Avec

$$I(t) = \hat{I} \sin(\omega t - \varphi) \quad (62)$$

Soit après calcul :

$$P_{IGBT_cond} = \frac{\hat{I}}{2} \left(\frac{V_{ce0}}{\pi} + \frac{\hat{I} R_{ce}}{4} \right) + r \hat{I} \cos(\varphi) \left(\frac{V_{ce0}}{8} + \frac{\hat{I} R_{ce}}{3\pi} \right) \quad (63)$$

Les pertes à chaque commutation des semi-conducteurs peuvent être approximées par l'expression suivante :

$$P_{IGBT_com}(t) = f_c \frac{i(t)}{I_{nom}} \frac{V_{bus}}{V_{nom}} (E_{on} + E_{off}) \quad (64)$$



Soit en moyenne, sur une période électrique (l'IGBT ne conduisant que durant l'alternance positive du courant) :

$$P_{IGBT_com} = \frac{1}{T} \int_{\frac{\varphi*T}{2\pi}}^{\frac{(\varphi+\pi)*T}{2\pi}} P_{IGBT_com}(t). dt \quad (65)$$

Soit après calcul :

$$P_{IGBT_com} = \frac{f_c}{\pi} \frac{\hat{I}}{I_{nom}} \frac{V_{bus}}{V_{nom}} (E_{on} + E_{off}) \quad (66)$$

Nous pouvons alors évaluer les pertes totales dans un IGBT par la somme des pertes en conduction et des pertes en commutation :

$$P_{IGBT} = P_{IGBT_cond} + P_{IGBT_com} \quad (67)$$

IV.2.3 Pertes dans les diodes

La diode conduit lorsque l'IGBT du même bras de l'onduleur ne conduit pas. La fonction de conduction de la diode est donc le complémentaire de celle de l'IGBT :

$$\alpha_D(t) = 1 - \alpha(t) = \frac{1}{2} (1 - r \cdot \sin(\omega t)) \quad (68)$$

De la même manière que pour l'IGBT, on calcule les pertes en conduction dans une diode :

$$P_{Diode_cond} = \frac{\hat{I}}{2} \left(\frac{V_{d0}}{\pi} + \frac{\hat{I} R_d}{4} \right) - r \hat{I} \cos(\varphi) \left(\frac{V_{d0}}{8} + \frac{\hat{I} R_d}{3\pi} \right) \quad (69)$$

Les pertes en commutation de la diode sont essentiellement dues à l'énergie de recouvrement des charges. Par un calcul similaire aux pertes dans les IGBT, on trouve :

$$P_{Diode_com} = \frac{1}{\pi} f_c \left(0.55 + 0.45 \frac{\hat{I}}{I_{nom}} \right) \frac{V_{bus}}{V_{nom}} E_{rec} \quad (70)$$

IV.2.4 Convertisseur DC/DC

Les pertes dans le hacheur se composent des pertes dans les composants d'électronique de puissance ainsi que dans l'inductance. Les pertes dans les diodes et les interrupteurs se calculent de façon analogue à celle de l'onduleur.

IV.2.4.1 Pertes dans les IGBT

On peut alors, après calcul, évaluer les pertes par conduction dans les IGBT suivant l'équation (72) :

$$P_{IGBT_cond} = \alpha \cdot I_{bat} (V_{ce0} + R_{ce} I_{bat}) \quad (71)$$



Les pertes par commutations dans les IGBT s'expriment suivant l'équation (73) :

$$P_{IGBT_com} = f_c (E_{on} + E_{off}) \frac{I_{bat}}{I_{nom}} \frac{V_{bus}}{V_{nom}} \quad (72)$$

IV.2.4.2 Pertes dans les diodes

De manière analogue, on exprime les pertes par conduction et par commutations dans les diodes suivant les formules (74) et (75).

$$P_{Diode_cond} = \alpha \cdot I_{bat} (V_{f0} + R_f I_{bat}) \quad (73)$$

$$P_{Diode_com} = f_c \cdot E_{rec} \left(0.55 + 0.45 \frac{I_{bat}}{I_{nom}} \right) \frac{V_{bus}}{V_{nom}} \quad (74)$$

Le fonctionnement du convertisseur DC/DC nécessite l'ajout d'inductances qui serviront avec les condensateurs de bus continu de stockage d'énergie lors des phases de roue libre. Les inductances sont dimensionnées pour satisfaire à une ondulation de courant admissible par le cahier des charges du dispositif de stockage. Ces inductances peuvent être la source de pertes non négligeables, nous verrons donc dans la partie suivante comment modéliser une inductance afin d'en évaluer ses pertes.

IV.2.5 Inductance

Nous cherchons dans ce chapitre à modéliser une inductance dans le but de la dimensionner au mieux en évaluant ses pertes et son coût. Sony Trieste [TRI 13] a effectué une étude similaire dans son travail de thèse. Les hypothèses faites sont de négliger les effets de la température sur le bobinage et sur le fer ainsi que les fuites magnétiques et les courants induits à hautes fréquences.

Les grandeurs qui vont dimensionner une inductance vont être la valeur de l'inductance L désirée ainsi que le courant maximum I_{max} pouvant la traverser. Nous considérons ici une géométrie de type encapsulée (une autre géométrie courante est le tore). Une manière classique de caractériser la géométrie du noyau est d'exprimer sa surface de bobinage A_w et la section de passage du flux magnétique A_e . Pour obtenir un modèle général, on utilise une géométrie classique de circuit magnétique en respectant les paramètres décrits sur la figure 34 :



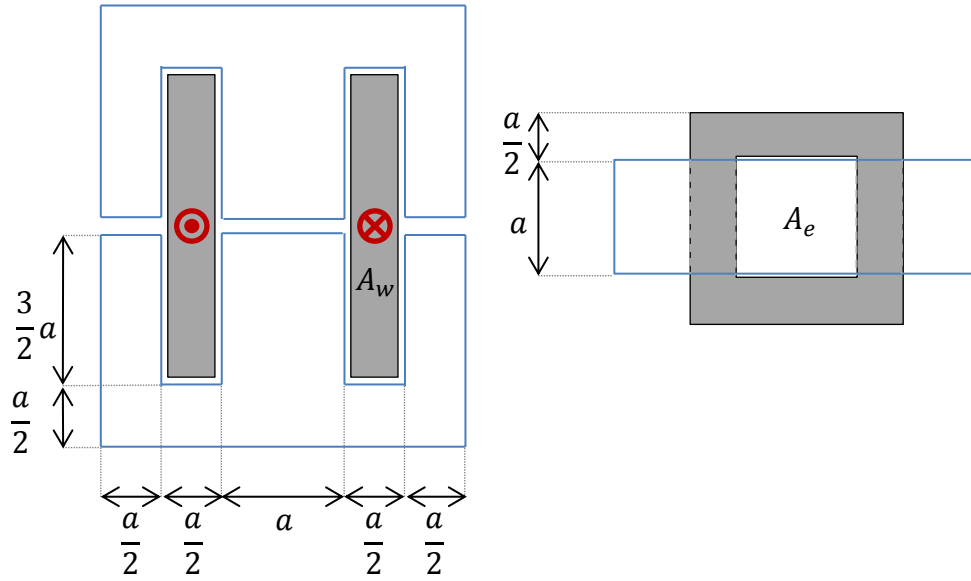


Figure 34 - Géométrie d'une inductance

IV.2.5.1 Calcul de la résistance série

Le produit des surfaces de passage du flux magnétique A_e et du courant A_w peut s'exprimer en fonction de la valeur de l'inductance souhaitée et du courant maximum parcourant l'inductance par l'expression suivante :

$$A_e A_w = \frac{L I_{max}^2}{B_{max} J_{max} k_w} \quad (75)$$

avec B_{max} l'induction maximale dans le circuit magnétique en $[T]$, J_{max} la densité de courant du bobinage en $[A.m^{-2}]$ et k_w le coefficient de remplissage du bobinage en $[\%]$. Une fois le produit des aires calculé, on peut déduire la longueur caractéristique a de l'inductance.

$$a = \sqrt[4]{\frac{2}{3} A_e A_w} \quad (76)$$

La longueur moyenne d'une spire du bobinage est alors donnée par :

$$l_{spire} = 6 a = 6 \sqrt{A_e} \quad (77)$$

Ce qui nous permet de déduire le nombre de spires nécessaires à la réalisation de notre inductance :

$$n_{spire} = \frac{A_w J_{max} k_w}{I_{max}} \quad (78)$$

La résistance série de l'inductance est donnée par la relation suivante :



$$r_L = \rho_{cu} \frac{l_{spire} n_{spire}^2}{k_w A_w} \quad (79)$$

avec ρ_{cu} la résistivité du cuivre en $[\Omega.m]$.

Cette résistance nous permettra par la suite de calculer les pertes par conduction à l'aide du modèle moyen du convertisseur DC/DC.

Pour vérifier notre modèle, nous avons pris une gamme d'inductance allant de $26 \mu H$ à $582 \mu H$ avec des courants nominaux allant de $74 A$ à $15 A$. Le constructeur nous donne les valeurs de la résistance série que nous pouvons comparer avec notre modèle :

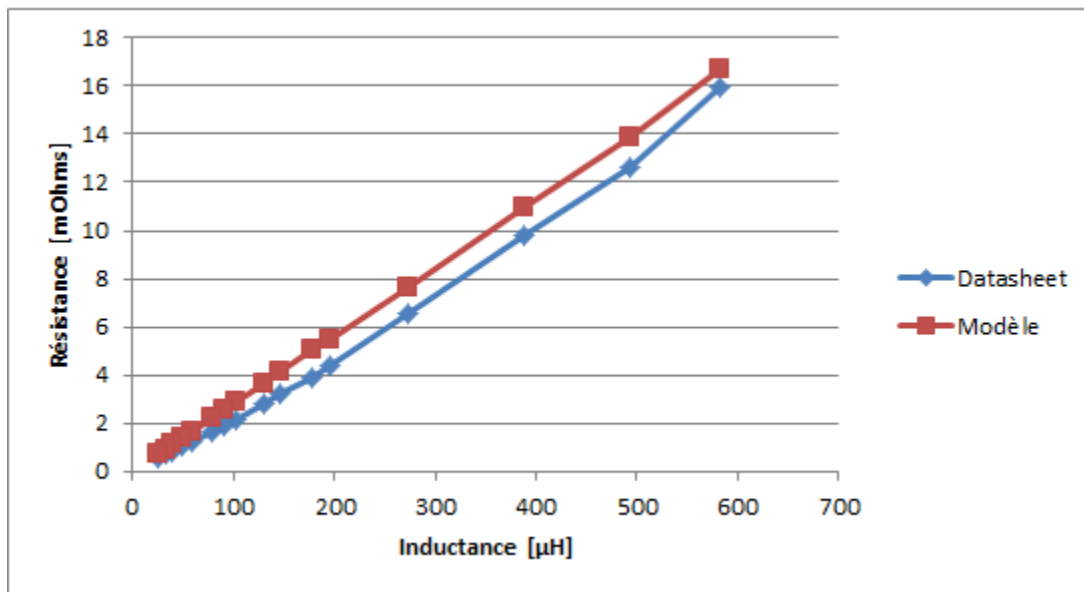


Figure 35 - Comparaison du modèle de l'inductance avec les données constructeur

On peut voir sur la figure 35 que les deux courbes semblent bien suivre la même tendance et sont presque superposées. Nous pourrions ajuster les paramètres (coefficient de bobinage, rapport des aires) pour nous rapprocher encore plus des données du constructeur mais ce n'est pas l'objectif recherché car nous cherchons à définir un modèle générique de l'inductance.

IV.2.5.2 Calcul des pertes magnétiques

Afin d'approcher au mieux le rendement du convertisseur DC/DC associé à son filtre, il nous faut également évaluer les pertes fer de l'inductance. Pour se fixer un ordre de grandeur, nous devons choisir une tôle magnétique. Nous garderons la tôle proposée par Sony TRIESTE dans sa thèse pour évaluer les pertes fer. Nous prendrons donc les caractéristiques du pot Powerlite C-Core de la société Hitachi Metals. Pour ce matériau, le constructeur propose un modèle de Steinmetz [SIX 14]. Le modèle reste valide pour une plage de fréquence comprise entre $5 kHz$ et $100 kHz$ et une ondulation d'induction comprise entre $80 mT$ et $600 mT$. On peut alors évaluer les pertes fer de l'inductance grâce à la formule suivante :



$$P_{fer} = M_{fer} 1.9 f_{sw}^{1.51} \Delta B_{cycle}^{1.74} [W] \quad (80)$$

avec M_{fer} la masse de fer de l'inductance en $[kg]$, f_{sw} la fréquence de découpage du convertisseur en $[kHz]$ et ΔB_{cycle} l'ondulation crête de l'induction en $[T]$. La masse de fer de l'inductance peut être évaluée en fonction de la grandeur caractéristique a :

$$M_{fer} = m v_{fer} 9 a^3 [kg] \quad (81)$$

L'ondulation de l'induction est proportionnelle au courant circulant dans l'inductance et peut alors être exprimée suivant la formule qui suit :

$$\Delta B_{cycle} = \frac{B_{max}}{I_{max}} \Delta I_L [T] \quad (82)$$

avec ΔI_L l'ondulation du courant dans l'inductance :

$$\Delta I_L = \frac{\alpha (1 - \alpha) V_{DC}}{L f_{sw}} [A] \quad (83)$$

IV.2.6 Modélisation des composants semi-conducteurs

Pour évaluer les pertes des convertisseurs, on a vu que nous avons besoin de connaître plusieurs paramètres tels que les résistances à l'état passant des diodes et des IGBT ainsi que leur énergie à l'ouverture et à la fermeture pour les IGBT et l'énergie de recouvrement pour les diodes. Nous allons chercher à modéliser ces paramètres en fonction des calibres des semi-conducteurs. Pour se faire, nous avons étudié un certain nombre de documentations fournies par les constructeurs pour en extraire une tendance générale.

La tension du bus continu devant être supérieur à 680V afin de permettre un fonctionnement linéaire de l'onduleur, nous nous limiterons dans un premier temps à l'étude des IGBT de calibre en tension 1200V. Dans la plage de puissance étudiée, on trouve que les résistances à l'état passant des composants sont inversement proportionnelles au courant nominal des composants alors que les énergies de commutations sont proportionnelles. Cela semble cohérent puisque si l'on souhaite monter en calibre de courant, on peut par exemple mettre en parallèle plusieurs modules de puissance ce qui réduira la résistance à l'état passant mais augmentera l'énergie nécessaire lors des commutations au courant nominal.

V Système de stockage

Bien que nous ayons vu que le choix du lithium ions ou des super-condensateurs pouvait être un choix pertinent, nous nous limiterons dans cette thèse à la modélisation des batteries au plomb. Le modèle présenté, est un modèle de batterie au plomb développé par le laboratoire espagnol CIEMAT [GER 02, GER 03] (Centro de Investigaciones Energeticas, MedioAmbientales y Tecnologicas).

Ce modèle est un circuit composé d'un générateur de tension en série avec une résistance dont le schéma de principe est donné sur la figure 36.



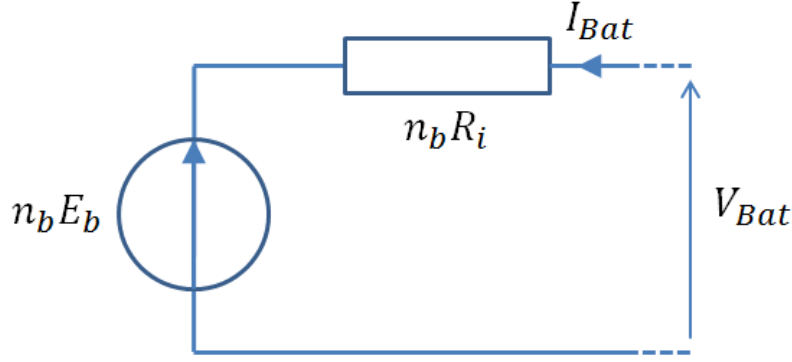


Figure 36 - Circuit électrique du modèle CIEMAT

La tension aux bornes de la batterie peut alors s'écrire pour n_b éléments en série :

$$V_{bat} = n_b E_b + n_b R_i I_{bat} \quad (84)$$

On peut alors définir la quantité de charge échangée avec la batterie Q_{ech} :

$$Q_{ech} = \int_0^t I_{bat}(u) \cdot du \quad (85)$$

Ainsi que la quantité de charge que contient la batterie :

$$Q_{bat}(t) = \begin{cases} Q_{bat}|_{t=0} + \eta_{cb_c} \cdot Q_{ech} & \text{si } I_{bat} > 0 \\ Q_{bat}|_{t=0} + Q_{ech} & \text{si } I_{bat} < 0 \end{cases} \quad (86)$$

Où η_{cb_c} est le rendement coulombien lors de la charge de la batterie. On suppose ici que ce rendement est de 1 lors de la décharge.

Les batteries sont souvent définies par une capacité C_x , cela correspond à la capacité de la batterie lorsqu'elle est déchargée sous un courant constant pendant x heures. Par exemple, une capacité $C_{10} = 325Ah$ correspond à une batterie qui pourra délivrer $I_{10} = \frac{C_{10}}{10h} = 32.5A$ pendant 10h.

Cependant, la capacité d'une batterie varie en fonction de la vitesse à laquelle on la décharge, ce phénomène correspond à l'effet Peukert [DOE 06] et peut être modélisé de la manière suivante :

$$\frac{C_{bat}}{C_{10}} = \frac{1.67}{1 + 0.67 \left(\frac{I_{bat}}{I_{10}} \right)^{0.9}} (1 + 0.0005 \Delta T) \quad (87)$$

Où ΔT correspond à l'écart de température à 25°C.

On peut alors définir l'état de charge de la batterie qui représente le pourcentage de sa capacité restante :

$$EDC = 1 - \frac{Q_d}{C_{bat}} \quad (88)$$



Le modèle nous donne également des tensions de charge et de décharge ainsi qu'une tension de surcharge au-delà d'une certaine tension de « gazing » qui représente le moment où l'électrolyse de l'eau devient prépondérante dans les réactions chimiques de la batterie et où un dégagement gazeux apparaît. Cette tension se limite à une tension V_{ec} :

$$V_{bat} = \begin{cases} V_{bat_d} & \text{si } I_{bat} < 0 \\ V_{bat_c} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_{bat_c} < V_g \\ V_{bat_oc} & \text{si } I_{bat} > 0 \text{ et } V_g \leq V_{bat_oc} \leq V_{ec} \\ V_{ec} & \text{sinon} \end{cases} \quad (89)$$

Avec la tension de décharge :

$$V_{bat_d} = n_b(1.965 + 0.12 EDC) - n_b \frac{|I_{bat}|}{C_{10}} \left(\frac{4}{1 + |I_{bat}|^{1.3}} + \frac{0.27}{EDC^{1.5}} + 0.02 \right) (1 - 0.007 \Delta T) \quad (90)$$

Et les tensions lors de la charge définies par les équations suivantes :

$$V_{bat_c} = n_b(2 + 0.16 EDC) + n_b \frac{I_{bat}}{C_{10}} \left(\frac{6}{1 + I_{bat}^{0.86}} + \frac{0.48}{(1 - EDC)^{1.5}} + 0.036 \right) (1 - 0.025 \Delta T) \quad (91)$$

$$V_{bat_oc} = n_b V_g + n_b (V_{ec} - V_g) \left(1 - e^{\left(\frac{t-t_g}{\tau_g} \right)} \right) \quad (92)$$

$$V_{ec} = \left[2.45 + 2.011 \ln \left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] (1 - 0.002 \Delta T) \quad (93)$$

$$V_g = \left[2.24 + 1.97 \ln \left(1 + \frac{I_{bat}}{C_{10}} \right) \right] (1 - 0.002 \Delta T) \quad (94)$$

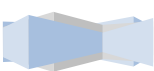
$$\tau_g = \frac{1.73}{1 + 852 \left(\frac{I_{bat}}{C_{10}} \right)^{1.67}} \quad (95)$$

VI Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donc présenté les différents modèles de chacun des sous-systèmes composant le groupe hybride. Dans la suite de nos travaux, ceci va donc nous permettre d'évaluer la consommation de carburant d'une structure donnée pour un profil de charge connu.

Dans ces modèles, nous intégrons donc des paramètres de dimensionnement qui vont nous permettre de réaliser une optimisation afin de dimensionner la structure au plus juste. Toutefois, pour se faire, nous devons d'abord commencer par nous intéresser à la stratégie de commande utilisée pour contrôler un tel système, ce que nous verrons dans le chapitre suivant. Ainsi, dans ce chapitre, nous commencerons par présenter la stratégie de gestion utilisée pour ensuite étudier l'algorithme qui nous permettra d'optimiser le dimensionnement de la structure.





Chapitre III

Méthodes mathématiques

I	Introduction.....	73
II	Principe de base de la programmation dynamique	74
III	Programmation dynamique de Bellman en temps discret	75
III.1	Equation de Hamilton-Bellman-Jacobi	76
III.2	Application de l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi au groupe électrogène hybride	77
III.3	Méthodes pour réduire le temps de calcul	80
III.3.1	Méthode de la grille grossière.....	80
III.3.2	Méthode par relaxation	80
III.3.3	Méthode proposée.....	81
III.3.4	Calcul matriciel	82
IV	Exemple de stratégie de contrôle optimale	82
V	Optimisation par évolution différentielle.....	86
V.1	Principe général.....	86
V.2	Population initiale	87
V.3	Processus itératif	88
V.3.1	Mutation.....	88
V.3.2	Croisement	89
V.3.3	Sélection	90
V.4	Optimisation multi-objectifs.....	91
V.4.1	Front de Pareto.....	91
V.4.2	Principe de classement des individus.....	92
VI	Conclusion	94



I Introduction

Nous avons vu dans le chapitre précédent comment nous avons modélisé le groupe électrogène hybride. Dans un tel système, une stratégie de gestion énergétique doit être faite pour choisir la répartition de puissance entre les différents sous-systèmes. Les flux de puissance possibles dans la structure de groupe hybride sont visibles sur la figure 37. Le groupe électrogène est la source primaire d'énergie et il peut fournir de la puissance au système de stockage d'énergie mais il peut aussi fournir de la puissance directement à la charge demandée par l'application. Le système de stockage peut recevoir de la puissance du groupe électrogène ou fournir de la puissance à la charge. Dans certaines applications particulières, la charge pourra également fournir de la puissance au dispositif de stockage. Nous avons choisi de réaliser la stratégie de contrôle des flux de puissance à l'aide d'un algorithme basé sur la programmation dynamique qui a l'avantage d'être une méthode déterministe et nous assure de trouver la meilleure stratégie possible. Cette méthode est par contre relativement coûteuse en temps de calcul.

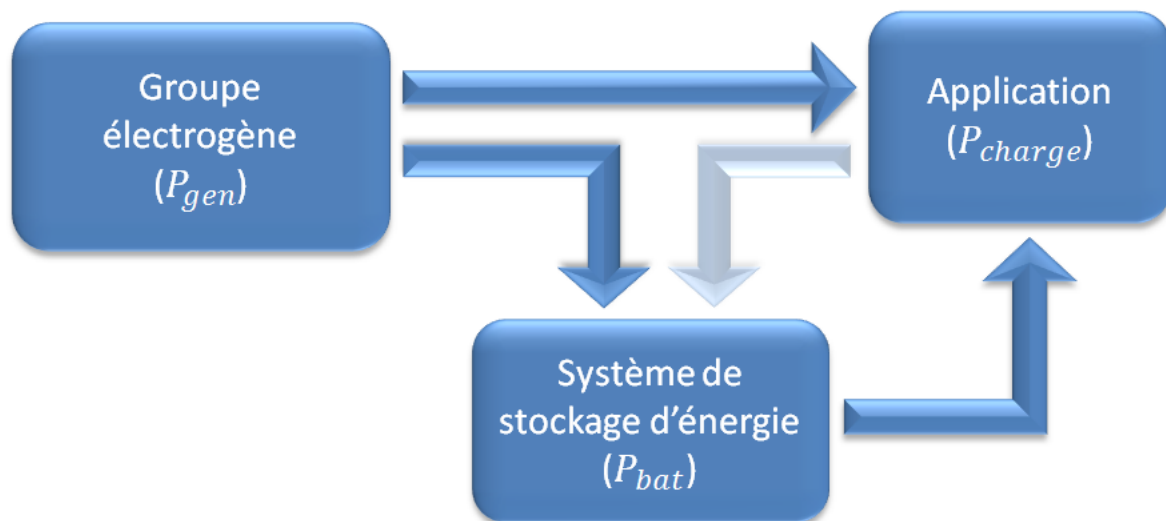


Figure 37 - Flux de puissance possible dans le groupe électrogène hybride

Nous commencerons ce chapitre en présentant un problème simple de recherche de trajectoire dans un graphe. Cet exemple permettra de présenter les principes de base de la programmation dynamique. Nous définirons ensuite le formalisme utilisé pour la programmation dynamique ainsi que l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi qui permet de résoudre le problème de commande optimale. Nous verrons ensuite comment appliquer cette équation à notre problème d'optimisation des flux énergétiques d'un groupe électrogène hybride. Nous poursuivrons avec quelques méthodes pour réduire le temps de calcul de la résolution de l'algorithme. Nous présenterons alors un exemple de recherche de commande optimale pour un dimensionnement de groupe hybride. La dernière partie de ce chapitre porte sur l'algorithme d'optimisation global qui est utilisé pour dimensionner la structure entière en prenant en compte le contrôle optimal du groupe.



II Principe de base de la programmation dynamique

La programmation dynamique est une méthode d'optimisation des processus de décisions séquentielles. Elle s'appuie sur l'algorithme inventé par Richard Bellman en 1952 [BEL 52, BEL 57, DRE 02].

Commençons ce chapitre avec un exemple pratique assez simple pour visualiser le principe de la méthode. Prenons un graphe orienté dont les arrêtes possèdent un coût pour passer d'un sommet à l'autre. En partant du sommet à gauche, et en se dirigeant vers la droite du graphe, on doit réussir à minimiser le total du coût du trajet. Sur l'exemple de la figure 38, le minimum est le chemin tracé en rouge dont le coût du trajet vaut 13.

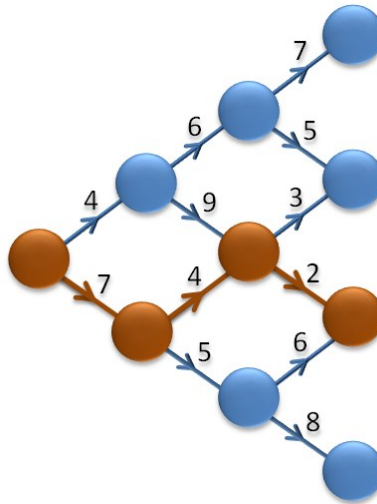


Figure 38 – Exemple de graphe orienté

Si l'on teste tous les chemins possibles, cela devient vite très long dès que le graphe grandit. Il y a en effet pour un graphe de profondeur n , 2^{n-1} chemins possibles. La programmation dynamique permet de résoudre ce problème en un temps réduit.

Chaque nœud du graphe (sauf le sommet) possède un ou deux nœuds permettant d'y parvenir, nous les appellerons les parents de ce nœud. Les nœuds situés sur les côtés n'ont qu'un parent, et les autres en ont deux. A partir de là, et sachant que l'on parcourt le graphe de gauche à droite, il suffit de déterminer pour chaque nœud de la pyramide quel est le minimum possible pour y accéder en partant du nœud initial.

Nous commençons alors par attribuer la valeur 0 au sommet du graphe puis en nous déplaçant de gauche à droite calculons le minimum des chemins pour accéder à ce nœud. Lorsque nous arrivons aux nœuds les plus à droite, nous pouvons directement lire la valeur du minimum des trajets et il ne nous reste plus qu'à effectuer le chemin inverse pour retrouver le trajet que l'on doit emprunter. La méthode est illustrée à la figure 39.



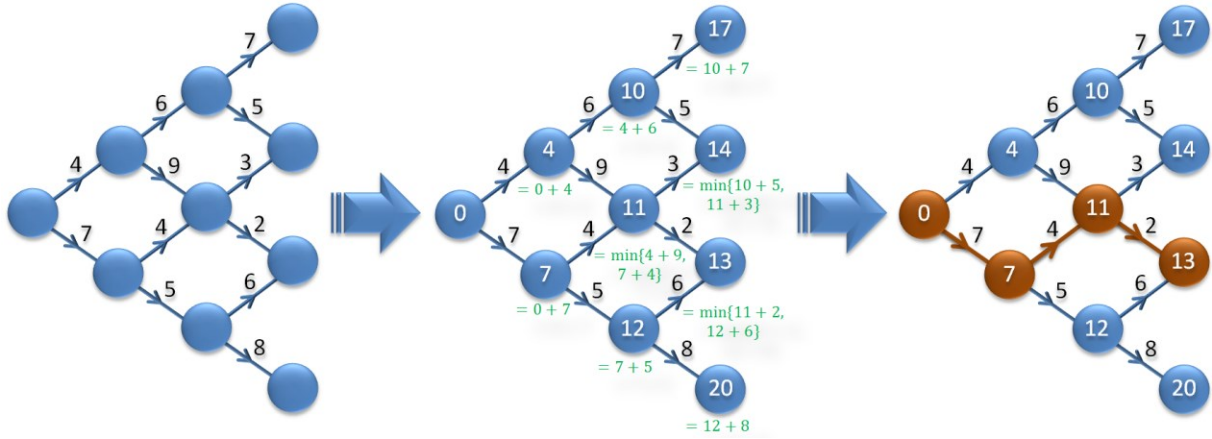


Figure 39 - Application du principe de programmation dynamique sur un exemple simple

III Programmation dynamique de Bellman en temps discret

Apportons un peu de formalisme au problème, en nous inspirant des équations décrites dans [CAR 07]. Considérons un système régi par une équation d'état de la forme suivante :

$$\dot{x} = f(x(t), u(t), w(t), t) \quad (96)$$

Où nous utiliserons les notations suivantes :

- x représente la variable d'état du système,
- u représente la variable de commande du système,
- w représente une perturbation appliquée au système.

Nous nous intéressons ici au cas à temps discret. L'équation dynamique est alors de la forme suivante :

$$x(k+1) = f(x(k), u(k), w(k), k) \quad (97)$$

Pour simplifier l'écriture, nous adopterons la notation suivante :

$$x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, w_k) \quad (98)$$

Notons N l'horizon temporel du système étudié. À chaque instant k , il est possible de choisir u_k parmi l'ensemble des commandes admissibles afin de faire évoluer le système d'un état x_0 à un état x_N .

La connaissance de l'état initial x_0 et de l'ensemble des commandes u_i pour $i \leq k$ suffit à connaître les états successifs du système x_0, \dots, x_{k+1} . L'idée est de choisir la suite des commandes de manière à minimiser un critère de coût sur la trajectoire :

$$J(u) = \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \quad (99)$$



Avec g_k une fonction de coût instantané. Si x_0 est fixé, le problème de minimisation revient à choisir la succession des commandes u de manière à minimiser $J(u)$:

$$u^* = \arg \min_{u_0, \dots, u_{N-1}} J(u) \quad (100)$$

Nous allons pouvoir déterminer u^* grâce à l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi présentée dans le paragraphe suivant.

III.1 Equation de Hamilton-Bellman-Jacobi

Le principe d'optimalité de Bellman est à la base de l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi dont l'énoncé est le suivant :

“An optimal policy has the property that whatever the initial state and initial decision are, the remaining decisions must constitute an optimal policy with regard to the state resulting from the first decision.”

Exprimons sous une forme différente la valeur du critère $J(u)$ pour u^* exprimé au paragraphe précédent :

$$J(u^*) = \min_{u_0, \dots, u_{N-1}} \sum_{k=0}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \quad (101)$$

$$J(u^*) = \min_{u_0, \dots, u_{N-1}} \left[g_0(x_0, u_0) + \sum_{k=1}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \right] \quad (102)$$

On peut alors remarquer que la minimisation par rapport aux variables $u_k, 1 \leq k \leq N-1$ ne concerne pas le premier terme $g_0(x_0, u_0)$ du fait de la séparabilité en temps du critère.

D'autre part, la somme des deux termes est minimale si, quel que soit l'état résultant de l'application de u_0 , les décisions ultérieures constituent une suite optimale de décisions pour le sous-problème dynamique ayant cet état et cet instant comme conditions initiales (application du principe d'optimalité de Bellman).

On obtient donc :

$$J(u^*) = \min_{u_0} \left[g_0(x_0, u_0, w_0) + \min_{u_1, \dots, u_{N-1}} \sum_{k=1}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \right] \quad (103)$$

Le deuxième terme correspond au minimum du critère entre le point $x_1 = f_0(x_0, u_0)$ et x_N , pour l'ensemble des u_0 possibles. En appliquant la même décomposition au second terme, on arrive par récursivité à une somme de N termes. La procédure de résolution consiste à partir du terme le plus à droite, en se dirigeant vers les termes les plus à gauche. Ceci est l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi. On peut l'écrire de manière plus compacte et formelle, en posant :



$$V_n(y) = \min_{u_n, \dots, u_{N-1}} \left[g_n(y, u_n, w_n) + \sum_{k=n+1}^{N-1} g_k(x_k, u_k, w_k) \right] \quad (104)$$

On obtient alors :

$$V_n(y) = \min_v [g_n(y, v, w_n) + V_{n+1}(f_n(y, v, w_n))] \quad (105)$$

La séparabilité en temps du critère $J(u)$ entraîne que l'écriture de l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi en temps direct pourrait tout aussi bien être établie en temps indirect.

Contrairement aux commandes fournies par le calcul variationnel et le théorème du maximum de Pontryaguin, la programmation dynamique permet de calculer une commande en boucle fermée. En effet, à chaque instant, la série de commandes à appliquer dans le futur dépend directement de l'état courant [SCO 2004].

La méthode de HBJ est adaptée à notre problème de commande optimale d'un groupe électrogène hybride car :

- elle permet de résoudre des problèmes non différentiables,
- le calcul de l'optimum global est garanti (procédé non itératif – déterministe),
- elle ne nécessite pas d'exprimer le problème intégralement sous forme analytique contrairement au calcul variationnel,
- elle permet le contrôle des contraintes sur la variable d'état : conditions initiales, finales, conditions limites.

Par contre, le temps de calcul et l'encombrement mémoire peuvent conduire à certaines limitations.

III.2 Application de l'équation de Hamilton-Bellman-Jacobi au groupe électrogène hybride

Comme nous l'avons déjà évoqué, dans un système hybride, le problème de la stratégie de commande est fondamental pour obtenir de bonnes performances. En effet, l'addition du système de stockage ajoute un degré de liberté au système : la puissance demandée par l'application peut être fournie à un instant donné par la source primaire d'énergie (le groupe électrogène) et/ou par le système de stockage. C'est grâce à ce degré de liberté supplémentaire que nous pouvons obtenir des gains sur la consommation si le contrôle est bien fait. L'objectif de la commande optimale est donc de trouver la meilleure stratégie pour fournir la puissance de la charge de façon à minimiser la consommation de carburant. Le système complet doit fournir à chaque instant ce que la charge demande, la question est donc de savoir qui de la batterie ou du moteur diesel va fournir cette puissance. La somme des deux puissances devant être égale, aux pertes près, à la puissance demandée par la charge, le choix de la puissance fournie par le groupe électrogène durant le cycle du profil de charge est suffisant pour définir la stratégie complète.

En première approximation, nous supposerons que la constante de temps du moteur diesel est infiniment petite devant le pas de temps du profil de charge. Nous pouvons alors supposer que la vitesse du moteur diesel peut varier instantanément d'un pas de temps à l'autre. Ceci nous permet



de simplifier le problème et pour une puissance donnée, nous pouvons alors trouver une vitesse de rotation du moteur qui minimisera la consommation de carburant.

Ces considérations nous conduisent au fait que le choix de la puissance délivrée par le groupe électrogène suffit à caractériser l'état de l'ensemble du système. Le problème se résume alors à déterminer les puissances du groupe électrogène (u_k) qui minimiseront la consommation de carburant sur l'ensemble du profil tout en respectant certaines contraintes :

- conservation de la puissance entre la batterie, le groupe électrogène et la charge,
- limites de vitesse et de puissance du moteur diesel,
- limite de l'état de charge de la batterie,
- état de charge final souhaité.

Ce problème est résolu en utilisant l'algorithme de programmation dynamique décrit précédemment. Cette technique présuppose de connaître le profil de charge a priori et ne sera donc pas applicable lorsque nous voudrions commander notre système en temps réel vis-à-vis d'un profil de charge inconnu. Cette méthode nous permet néanmoins de déterminer le potentiel maximum apporté par l'hybridation pour un dimensionnement donné.

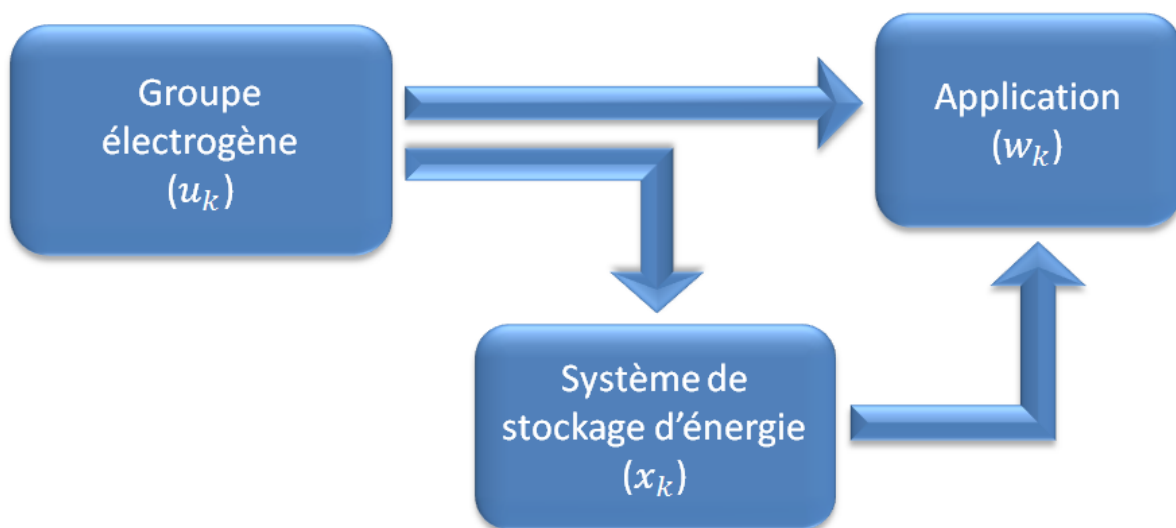


Figure 40 - Illustration des flux de puissance dans un système avec stockage d'énergie

En utilisant le formalisme classique de la programmation dynamique, on définit pour notre problème :

- x_k l'état de charge de la batterie à la période k ,
- u_k la puissance délivrée par le groupe électrogène à période k ,
- w_k la puissance du profil de charge de la période k ,
- $g_k(x_k, u_k, w_k)$ la consommation en carburant lorsque l'on applique la commande u_k en partant de l'état x_k avec la perturbation w_k à la période k .
- $f_k(x_k, u_k, w_k)$ la dynamique d'état de notre système de groupe électrogène hybride à la période k : $x_{k+1} = f_k(x_k, u_k, w_k)$. Etat atteint à la période $k + 1$ où l'on applique la commande u_k en partant de l'état x_k avec la perturbation w_k à la période k .



L'ensemble des prises de décision possibles (u_k) nous conduit à définir la zone des états (x_k) accessibles. Cette zone définit l'espace de recherche de notre problème de commande optimale. Pour résoudre le problème numériquement, nous devons mailler cet espace de recherche. Une représentation de cette zone peut être vue à la figure 41.

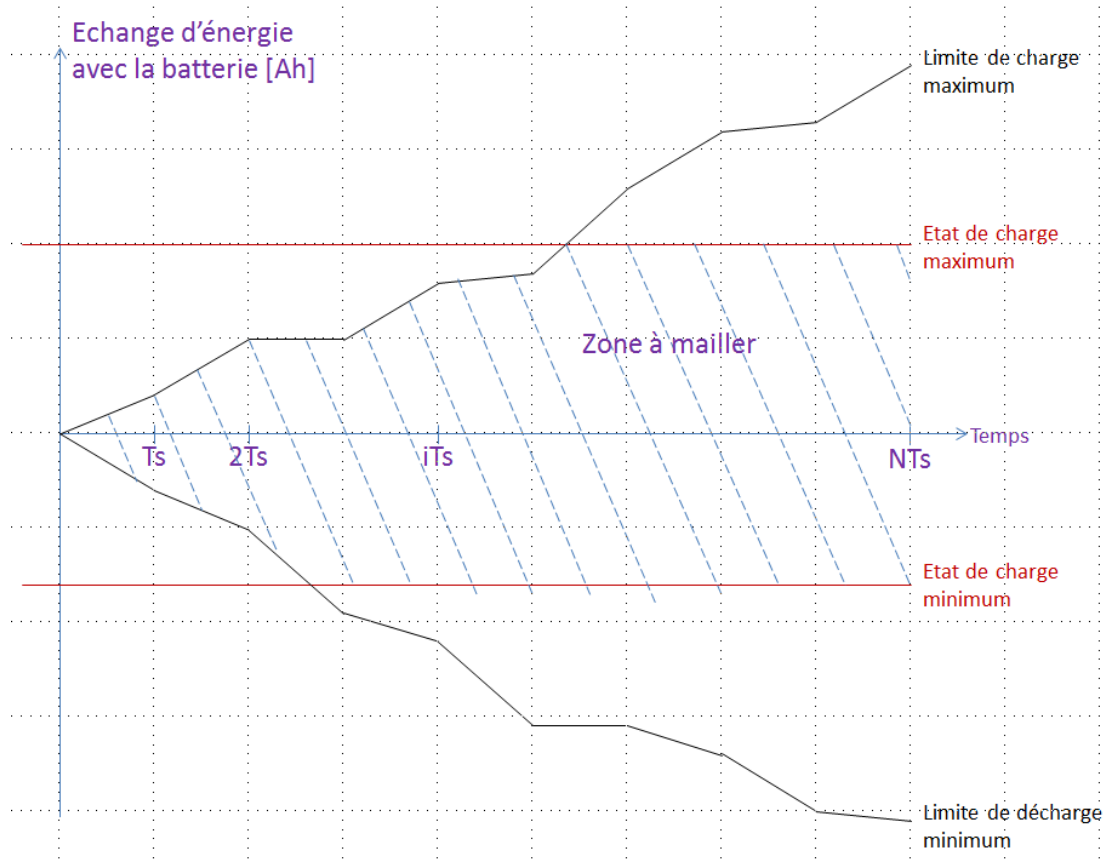


Figure 41 - Représentation de la zone de recherche à mailler

Dans les notations utilisées, u_k est la puissance délivrée par le groupe électrogène, on a donc $0 \leq u_k \leq P_{maxGen}$. w_k est la puissance demandée par l'application et devant être fournie par le système hybride. La puissance du système de stockage est alors comprise entre $w_k - P_{maxGen}$ et w_k .

$$w_k - P_{maxGen} \leq P_{stockage} \leq w_k \quad (106)$$

On remarque que la variable de commande u_k aurait tout aussi bien pu être choisie comme étant la puissance du système de stockage : $P_{stockage}$.

Pour gagner en précision, nous devons avoir un maillage très fin, or le temps de calcul augmente exponentiellement par rapport à celui-ci. Pour remédier à ce problème, différentes solutions existent. Nous retiendrons la méthode de la grille grossière et la méthode de la relaxation. Une attention particulière devra également être faite sur la manière d'écrire le code de l'algorithme.



III.3 Méthodes pour réduire le temps de calcul

III.3.1 Méthode de la grille grossière

Cette méthode consiste à résoudre le problème d'optimalité en affinant progressivement le maillage de l'espace de recherche. Pour cela, une première résolution est faite avec un maillage assez grossier qui nous permet d'approximer la solution. Une seconde résolution est alors effectuée sur un espace de recherche réduit et centré sur la solution précédente avec un pas de maillage plus fin que lors de la première résolution.

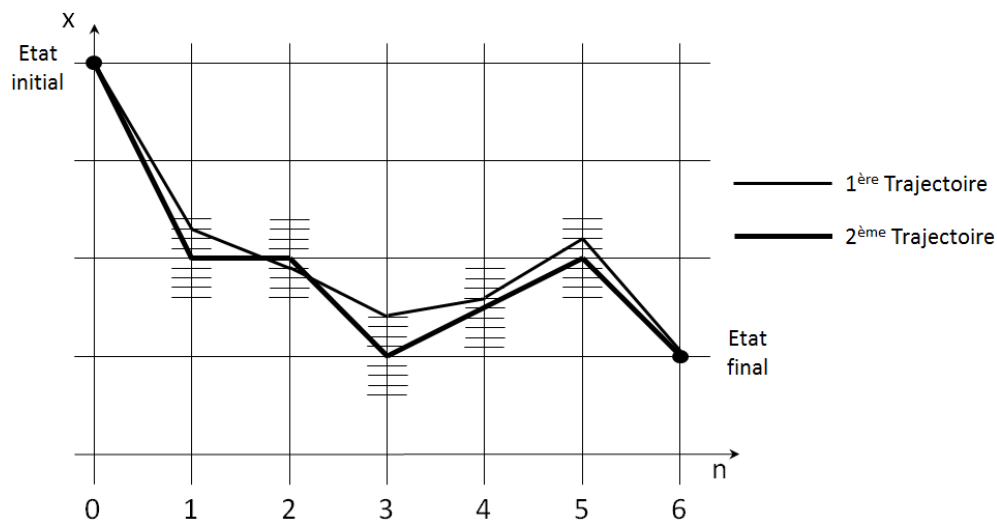


Figure 42 - Méthode de la grille grossière

Ceci nous donnera une solution plus précise que la précédente. L'opération peut être répétée jusqu'à ce que la précision souhaitée soit obtenue. Une illustration de cette méthode est visible sur la figure 42. Néanmoins, il n'y a aucune garantie qu'une meilleure solution ne puisse exister aux alentours d'un chemin qui aurait été écarté lors d'un passage avec un maillage grossier.

III.3.2 Méthode par relaxation

Dans cette méthode, nous commençons par estimer une trajectoire possible puis nous définissons un espace de recherche autour de cette solution pour résoudre le problème sur cet espace restreint. Si la solution est optimale, chacun de ses états sera compris dans l'espace de recherche et la solution ne viendra pas en butée de l'espace de recherche. Si ce n'est pas le cas, nous recentrons l'espace de recherche autour de la solution précédente pour réitérer le procédé jusqu'à ce qu'aucun des états de la solution trouvée ne vienne en contrainte de l'espace de recherche. Une illustration de cette méthode est visible sur la figure 43.



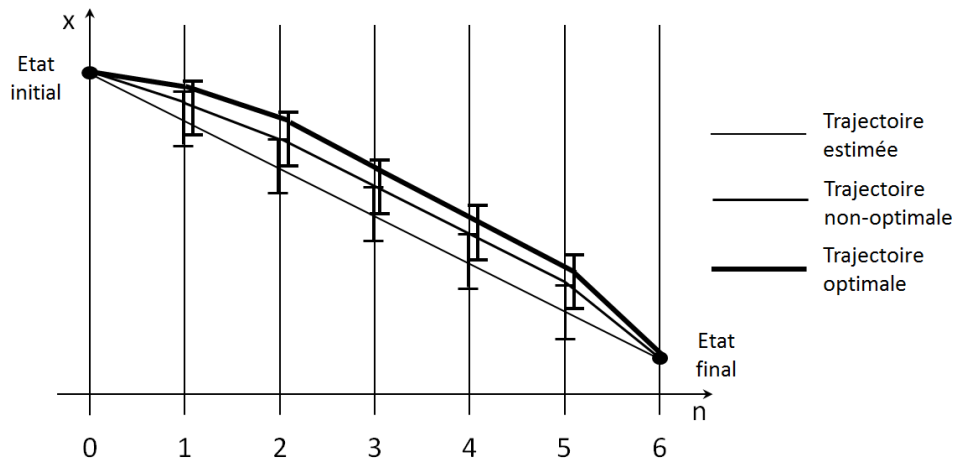


Figure 43 - Méthode par relaxation

Là encore, la méthode ne nous garantit pas d'aboutir à un optimum global et le résultat peut varier en fonction de la première trajectoire estimée pour la méthode par relaxation ou de la taille du premier maillage dans le cas de la grille grossière.

III.3.3 Méthode proposée

Nous proposons ici de combiner ces deux méthodes : nous évaluerons dans un premier temps la solution avec un maillage grossier pour obtenir une solution approchée à notre problème. Nous réduirons ensuite le maillage pour recalculer la solution sur un espace de recherche restreint et autour de la première solution. L'espace de recherche sera alors relaxé jusqu'à ce que la solution n'atteigne pas les frontières de l'espace de recherche. Le procédé global est réitéré jusqu'à atteindre la précision souhaitée. Un schéma structurel de l'algorithme peut être vu à la figure 44.



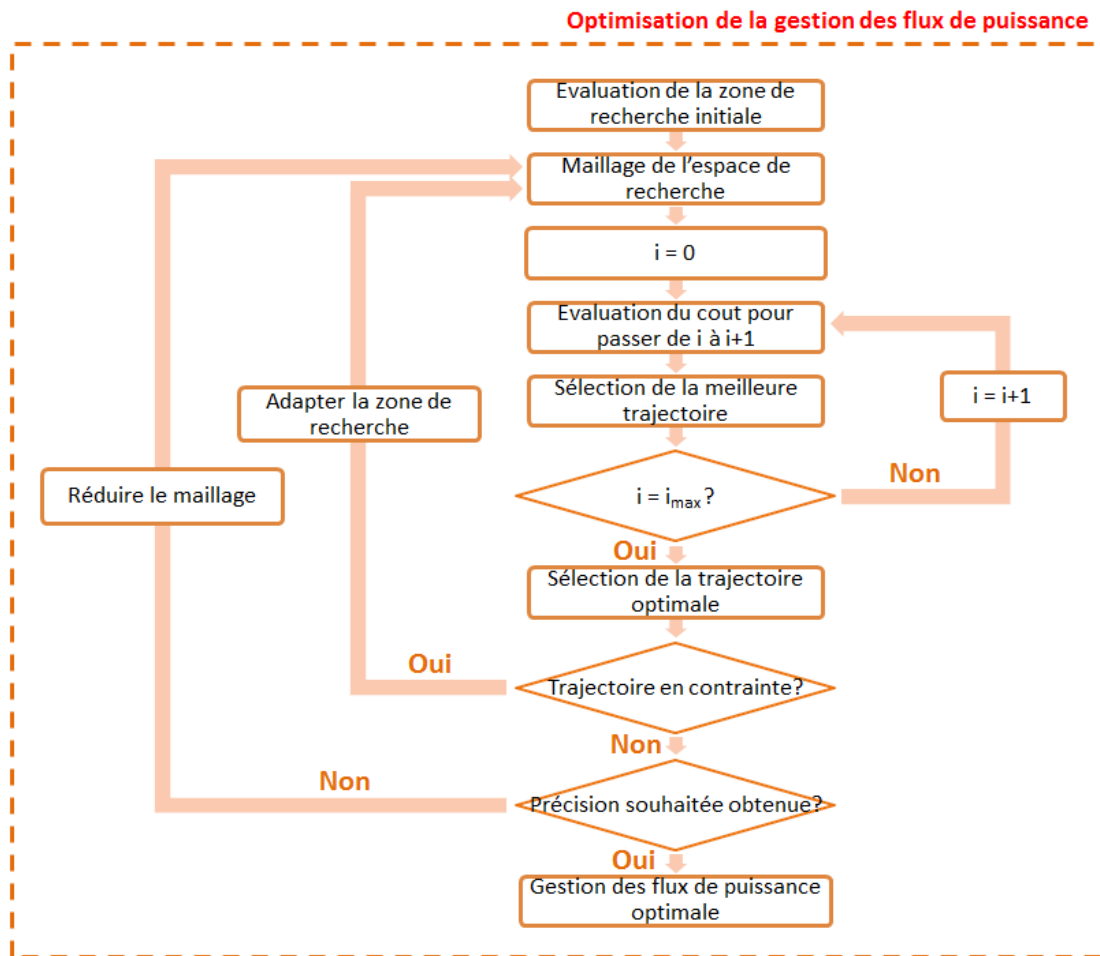


Figure 44 – Méthode proposée

III.3.4 Calcul matriciel

Un dernier point auquel porter attention est le choix du langage de programmation utilisé pour coder l'algorithme de programmation dynamique. Dans cette thèse nous avons choisi d'utiliser Matlab pour développer les modèles du système de groupe hybride. Une attention particulière devra alors être faite pour réduire au maximum le temps de calcul en évitant autant que possible d'utiliser des boucles itératives dans le code mais en préférant utiliser des calculs matriciels tant que cela est possible.

IV Exemple de stratégie de contrôle optimal

Pour évaluer l'algorithme, nous créons un profil de charge aléatoire qui possède une puissance maximale de 20kW et une puissance moyenne de 6kW, ce profil peut être vu à la figure 45 nous devons également définir un dimensionnement du groupe hybride. Nous prendrons alors un moteur diesel d'une puissance maximale de 30kW avec une gamme de vitesse allant de 1000tr/min à 3000tr/min, un alternateur de 18kW bobiné pour une tension nominale de 400V, une batterie au plomb avec une capacité C10 de 100Ah et 100 cellules en série ainsi qu'une tension de bus continu de 800V.



L'état de charge initial de la batterie est pris à 70% et nous limiterons la variation entre 40% et 90%. Pour que la batterie n'apporte aucune quantité d'énergie au système, nous chercherons à revenir à ce même état de charge de 70% en fin de cycle du profil de charge. Regardons maintenant les résultats obtenus avec ce système en optimisant les flux de puissance pour le profil aléatoire défini précédemment. La puissance fournie par le groupe électrogène est donnée à la figure 45, la différence avec le profil de charge correspond à ce que reçoit ou fournit la batterie.

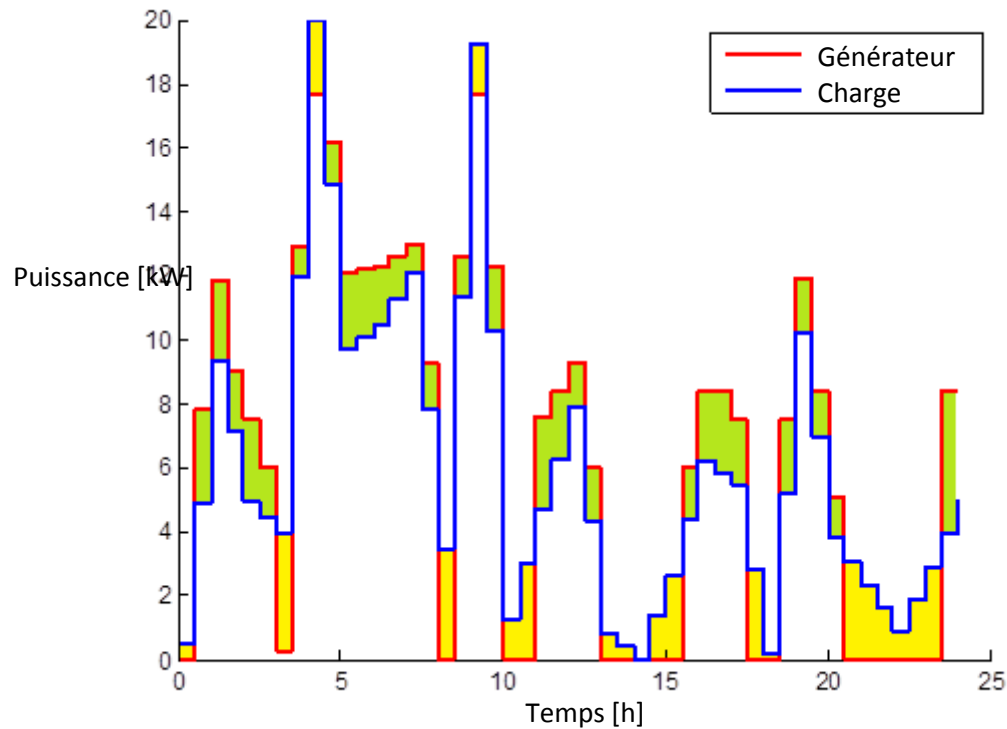


Figure 45 - Puissance produite par le groupe électrogène

On peut remarquer que la batterie aide à fournir la puissance nécessaire au pic de charge mais permet également de fournir les faibles puissances et d'éteindre le groupe électrogène. L'évolution de l'état de charge de la batterie le long du profil est visible à la figure 46.



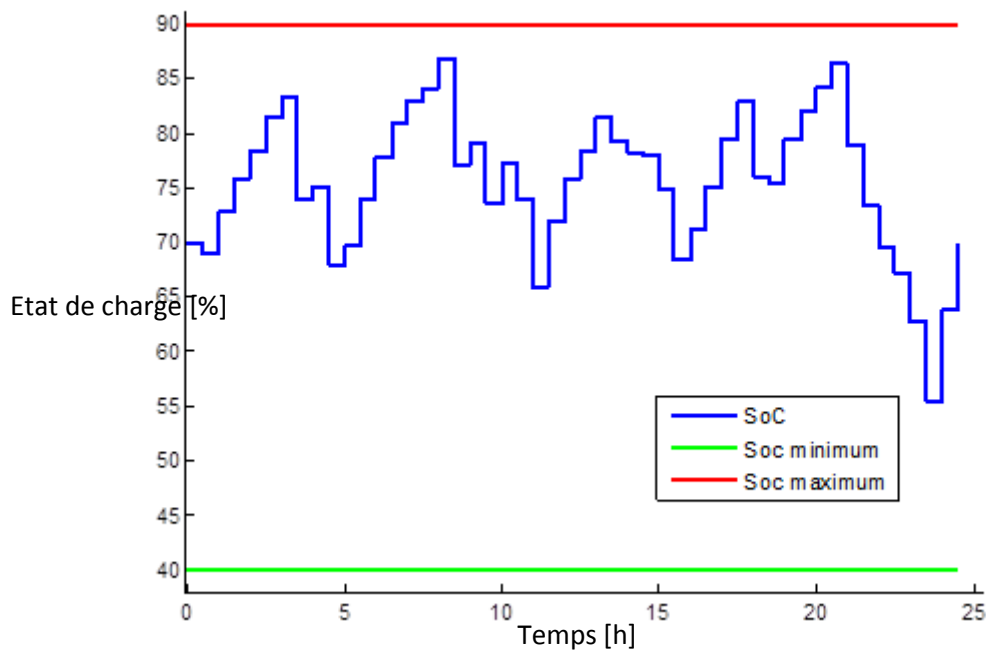


Figure 46 - Evolution de l'état de charge de la batterie

Nous pouvons comparer ces résultats à ceux obtenus avec un groupe électrogène traditionnel composé seulement d'un moteur diesel et d'un alternateur fonctionnant à vitesse constante. Le système doit être dimensionné pour subvenir au pic de charge. Pour fournir une tension de 50Hz, le moteur doit fonctionner à la vitesse de 1500tr/min, or à cette vitesse, le moteur ne peut produire qu'environ la moitié de sa puissance maximale. Le profil de charge choisi possédant un pic de charge de 20kW, nous devons choisir un moteur diesel de plus de 40kW pour y subvenir. Nous choisirons un moteur de 45kW associé à un alternateur de 20kW. Avec un profil de charge dont le facteur de charge est de 30%, le groupe électrogène va souvent être utilisé à faible charge et on peut supposer que le groupe traditionnel va consommer plus que le groupe hybride. On trouve effectivement une consommation de 54.24L pour le groupe traditionnel contre 42.96L pour le groupe hybride qui utilise la stratégie de commande optimale. Les résultats sont résumés dans le Tableau 1.



	Groupe électrogène hybride	Groupe électrogène traditionnel
Profil de charge	Aléatoire avec un facteur de charge de 30%	Aléatoire avec un facteur de charge de 30%
Maximum du profil de charge	20kW	20kW
P_{dim} moteur	30kW	45kW
Gamme de variation de vitesse	1000 – 3000 tr/min	1000 – 3000 tr/min
P_{dim} alternateur	18kW	20kW
U_{dim} alternateur	400V	400V
C10	100Ah	-
Nombre de cellules de batterie en série	100	-
V_{bus}	800V	-
Consommation de carburant	42,96 L	54,24 L

Tableau 1 - Comparatif groupe électrogène hybride et groupe traditionnel

Dans cet exemple, nous obtenons environ 20% de gain sur la consommation. Ces résultats sont d'autant plus encourageants que nous avons dimensionné le système hybride avec des grandeurs approximatives qui ne sont sans doute pas optimales. Nous pouvons donc nous attendre à des résultats encore meilleurs avec un dimensionnement optimisé. Pour cela, nous utiliserons l'algorithme d'optimisation par évolution différentielle que nous décrirons dans la partie suivante.



V Optimisation par évolution différentielle

Comme cela a été écrit dans la première partie de ce mémoire, la résolution du problème d'optimisation se fera en employant un algorithme évolutionnaire, plus particulièrement de type évolution différentielle. Ce type d'algorithme est bien adapté pour résoudre les problèmes d'optimisation globale avec des variables continues ou discrètes. De plus, les modèles utilisés ne se basent pas uniquement sur des fonctions analytiques bien connues et pourront parfois être non-linéaires, non continus, non dérivables ou sans expression analytique. Un autre argument en faveur du choix d'un algorithme à évolution différentielle réside dans la représentation des solutions sous forme de front de Pareto lorsque des optimisations multi-objectifs sont réalisées.

Nous présentons dans une première partie l'algorithme utilisé. Puis nous détaillerons sa mise en œuvre dans le cas d'optimisations multi-objectifs avec l'approche de Pareto.

V.1 Principe général

L'algorithme à évolution différentielle est une méthode d'optimisation méta-heuristique introduite par Storn et Price en 1997 [STO 97]. Elle s'inspire des méthodes d'optimisation utilisées dans les algorithmes génétiques telles que les opérateurs de mutation et de croisement et inspire également des stratégies géométriques de recherche du type simplexe de Nelder-Mead [NEL 65].

L'algorithme à évolution différentielle, tout comme l'algorithme génétique, agit sur une « population d'individus ». Chaque individu est composé de « gènes ». Un gène correspond dans notre algorithme à une variable d'optimisation. Une opération de mutation et de croisement est appliquée à chaque individu afin de faire évoluer la population de manière progressive, jusqu'à obtenir des solutions satisfaisantes. Pour chaque vecteur x_k de la génération k , on construit le vecteur x_{k+1} à partir de trois vecteurs choisis aléatoirement dans le reste de la population, tous différents et différents de x_k . La fonction à optimiser, appelée fonction objectif ou *fitness* est alors évaluée pour comparer les performances de ce nouvel individu x_{k+1} . Il remplace alors x_k dans la population s'il améliore la fonction objectif [Price 05].

Ce processus est répété jusqu'à la convergence de l'algorithme ou jusqu'à la vérification d'un critère d'arrêt. Le synoptique de l'algorithme est décrit sur la figure 47.



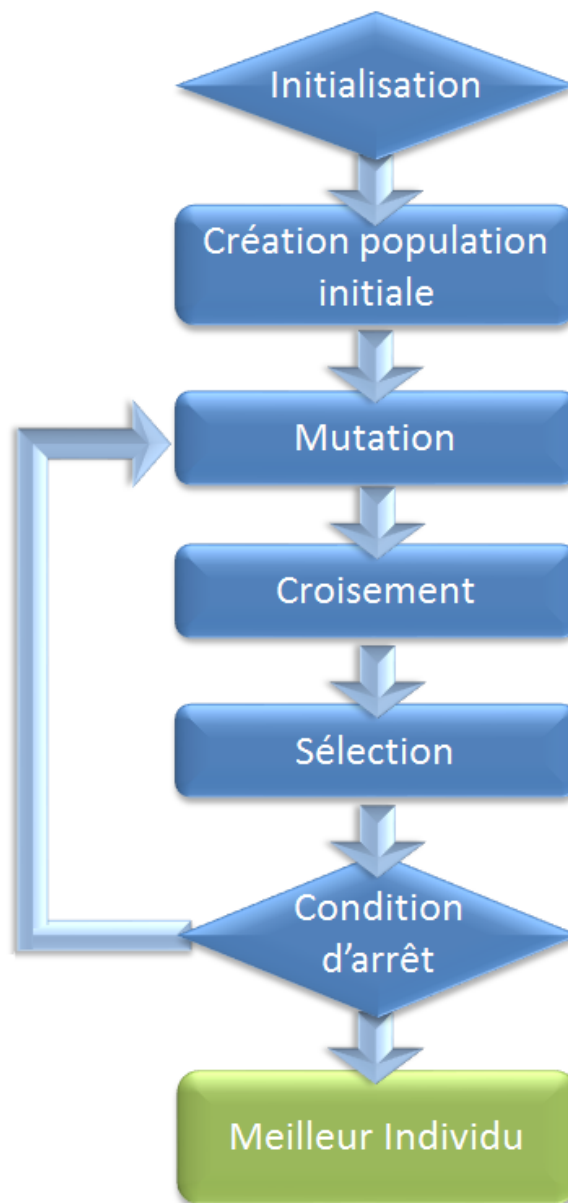


Figure 47 - Synoptique de l'algorithme génétique

Nous verrons dans un premier temps, les différentes étapes de la version mono-objectif de l'algorithme, à savoir : la création de la population initiale ainsi que les processus itératifs constitués des processus de croisement, mutations et de sélection des individus. La version multi-objectifs sera ensuite présentée. Elle ne diffère de la première version que par le processus de classement des solutions. C'est donc cette unique étape qui sera décrite pour l'algorithme à évolution différentielle multi-objectifs.

V.2 Population initiale

Pour initialiser le processus, nous devons produire une population d'individus non homogène qui servira de base pour les futures générations. Le choix de la population initiale est important et peut influencer sur la convergence de l'algorithme. Dans le cas où on ne connaît rien du problème à résoudre, il est important que la population soit répartie sur l'ensemble du domaine de recherche.



Dans le cas d'une optimisation sous contrainte, on peut parfois être confronté à la difficulté de générer une population d'individus qui répondent positivement à toutes les contraintes imposées de façon aléatoire et pour améliorer la convergence, l'insertion de quelques individus choisis grâce au savoir-faire du concepteur pourra être faite. Dans notre cas, les contraintes ne sont pas très restrictives et une génération aléatoire suffira pour obtenir la population initiale.

V.3 Processus itératif

Une fois l'initialisation faite, l'algorithme d'évolution différentielle effectue des mutations et des croisements sur la population pour en créer une nouvelle.

V.3.1 Mutation

En génétique, une mutation est une modification de l'information génétique dans le génome d'une cellule ou d'un virus. C'est donc une modification de la séquence de l'ADN, ou bien dans l'ARN pour un virus à ARN. C'est l'une des causes principales de l'évolution des espèces et l'un des principaux mécanismes de l'évolution moléculaire. Les algorithmes évolutionnaires s'inspirent de ce phénomène en créant à partir d'individus parents, un nouvel individu enfant pour la génération suivante en faisant évoluer les gènes de ce dernier. Les algorithmes génétiques changent la structure des individus en utilisant la mutation et le croisement, alors que les stratégies évolutionnistes réalisent l'auto-adaptation par une manipulation géométrique des individus.

L'algorithme effectue cette mutation en ajoutant un terme proportionnel à la différence de deux vecteurs à un troisième. Cette opération est décrite par l'équation (108).

$$V_{i,g} = x_{r0,g} + F(x_{r1,g} - x_{r2,g}) \quad (107)$$

Le facteur de mise à l'échelle F est un nombre réel positif qui contrôle la vitesse à laquelle la population évolue. Bien qu'il n'existe pas de valeur limite à ce facteur, on le prend souvent inférieur à 1. Le vecteur initial $x_{r0,g}$ peut-être choisi de différentes manières mais il est usuel de prendre un vecteur de manière aléatoire dans la population à l'exception de celui d'indice i que l'on est en train de calculer. Les deux autres vecteurs $x_{r1,g}$ et $x_{r2,g}$ sont également choisis de manière aléatoire tout en veillant à ne les sélectionner qu'une seule fois par mutation. La figure 48 illustre la méthode de mutation différentielle dans un espace des paramètres à deux dimensions.



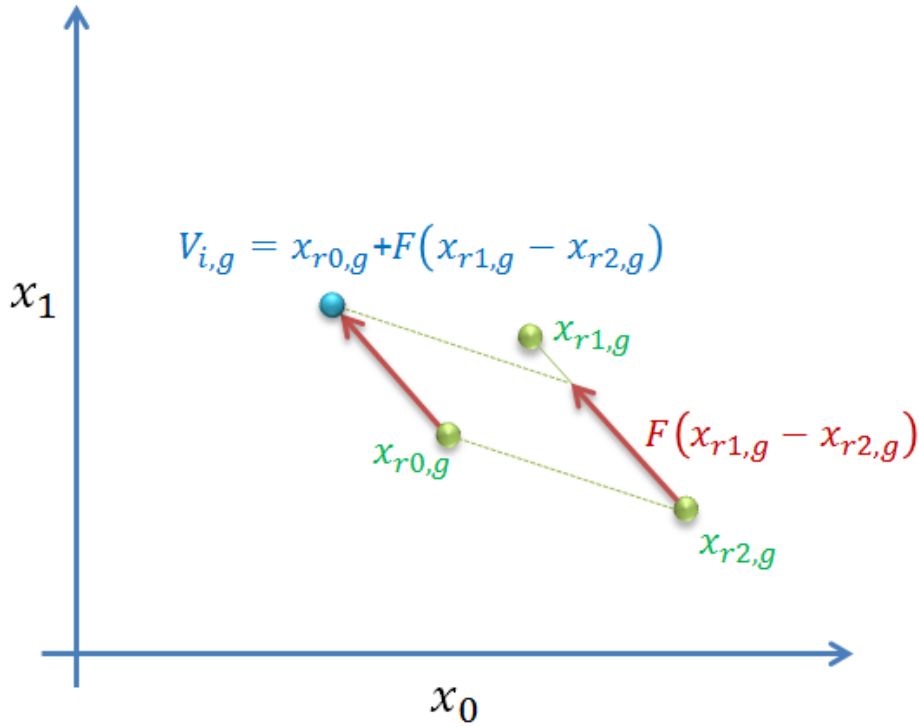


Figure 48 - Mécanisme de mutation de l'algorithme à évolution différentielle

V.3.2 Croisement

Pour compléter l'opération de mutation précédente, l'algorithme à évolution différentielle réalise des croisements uniformes. Les croisements sont gérés par le coefficient de croisement. Un tirage aléatoire est réalisé et s'il est inférieur au coefficient de croisement alors le paramètre est pris du vecteur mutant $V_{i,g}$. Dans le cas contraire le paramètre est directement recopié du vecteur $x_{i,g}$. On veillera de plus à ne pas pouvoir recopier en totalité les paramètres du vecteur $x_{i,g}$.

$$u_{j,i,g} = \begin{cases} v_{j,i,g} & \text{si } \text{rand}_j(0,1) \leq C_r \text{ ou } j = j_{rand} \\ x_{j,i,g} & \text{sinon} \end{cases} \quad (108)$$

La figure 49 montre les résultats possibles de l'opération de croisement.



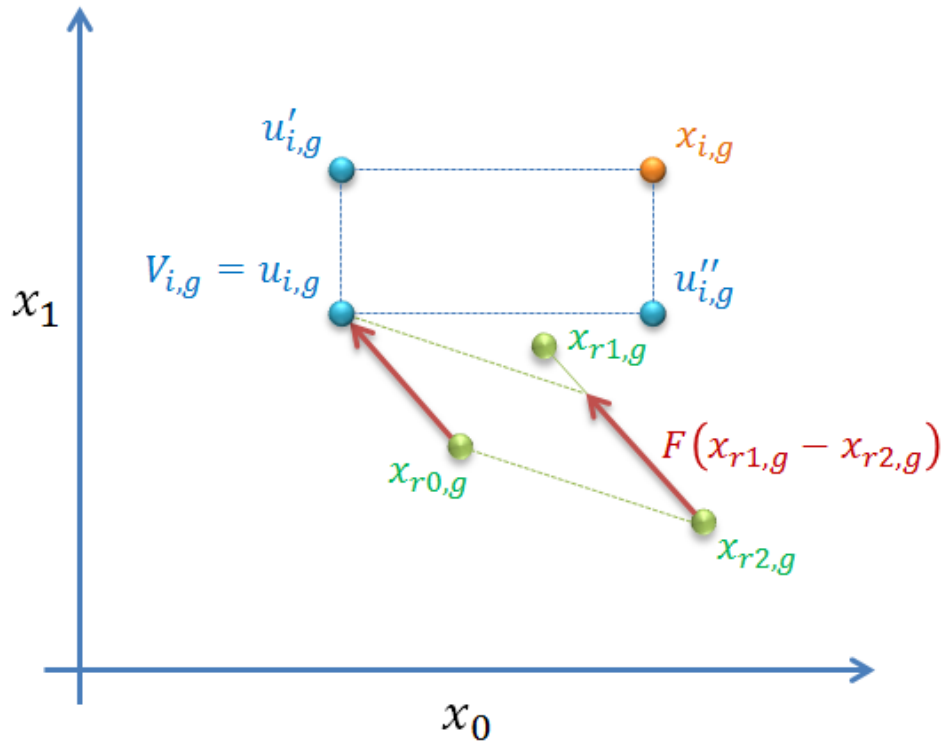


Figure 49 - Mécanisme de croisement de l'algorithme à évolution différentielle

V.3.3 Sélection

Une fois les opérations de mutation et de croisement effectuées, on obtient un vecteur $u_{i,g}$ que l'on va évaluer avec la fonction objectif. On gardera alors le meilleur des deux individus pour la génération suivante.

$$x_{i,g+1} = \begin{cases} u_{i,g} & \text{si } f(u_{i,g}) \leq f(x_{i,g}) \\ x_{i,g} & \text{sinon} \end{cases} \quad (109)$$

Une fois l'ensemble de la nouvelle population créé, le processus de mutation, recombinaison et de sélection est répété jusqu'à ce qu'un critère de fin soit atteint.



V.4 Optimisation multi-objectifs

Les problèmes d'optimisation multi-objectifs sont classiquement représentés sous la forme de fronts de Pareto, les algorithmes évolutionnaires constituent une solution pertinente pour y parvenir. Nous verrons tout d'abord comment sont définis les fronts de Pareto puis nous décrirons le principe de classement des solutions dans ce type d'algorithme lors d'une optimisation multi-objectifs.

V.4.1 Front de Pareto

Une solution est dite Pareto optimale si l'amélioration d'un des objectifs se fait au détriment d'au moins un des autres objectifs. Si nous prenons le cas d'une optimisation bi-objectifs de la consommation et du coût du système, une solution sera dite Pareto optimale si la réduction de la consommation de carburant conduit à l'augmentation du coût du système. Si on peut à la fois réduire la consommation et le coût du système, la solution n'est pas optimale au sens de Pareto. Ceci illustre le principe de domination d'une solution par rapport à une autre.

On dira qu'un individu est dominé s'il existe au moins un autre individu dont les fonctions de fitness sont au moins aussi bonnes et si au moins une des fonctions est strictement meilleure.

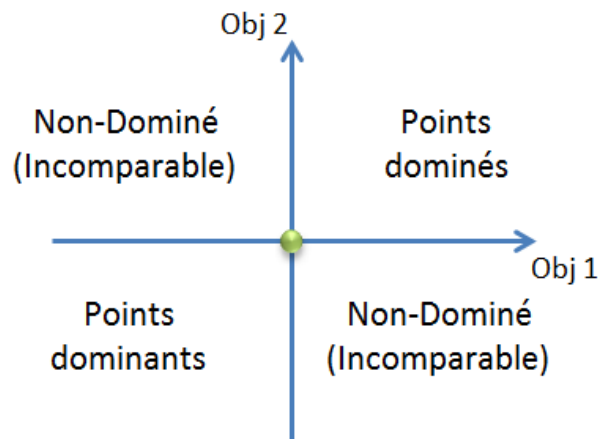


Figure 50 - Principe de domination au sens de Pareto

On peut matérialiser l'ensemble des solutions Pareto-optimales par une frontière. En deux dimensions, cela revient à tracer un objectif en fonction du deuxième. Cette frontière est appelée le front de Pareto. Un exemple de front de Pareto est visible sur la figure 51.



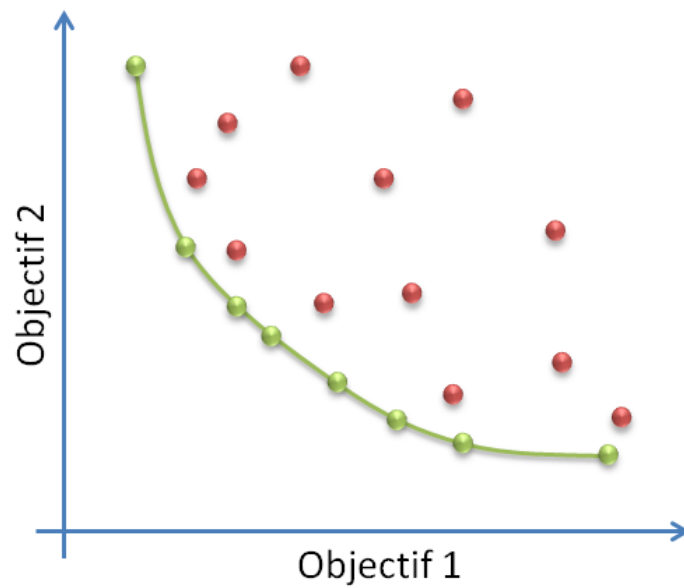


Figure 51 - Illustration du front de Pareto

On peut remarquer que l'ensemble des individus appartenant au front de Pareto sont non-dominés.

V.4.2 Principe de classement des individus

Notre algorithme est basé sur le NSGA-II de [Deb 02] dont nous avons repris tous les principes en simplifiant certains.

La principale différence entre les divers MOEA réside dans le processus de classement des individus. Nous utilisons le principe de « non-domination rangée », propre au NSGA-II. Pour chaque individu, nous déterminons s'il est dominé ou non-dominé. En cas de non-domination, nous admettons alors l'individu comme faisant partie du front de Pareto.

L'objectif n'est pas uniquement de déterminer des individus appartenant au front de Pareto. En effet un problème qui n'apparaît pas immédiatement lorsqu'on traite de fronts de Pareto est la répartition uniforme des individus sur le front. Pour pallier ce problème, l'algorithme NSGA-II a introduit les notions de *crowding distance* et de *crowd comparison operator* pour classer les individus. Ces deux concepts sont expliqués ci-après.

V.4.2.1 « Crowding distance »

Cette grandeur permet de donner une image de la densité d'individus sur le front de Pareto. Pour chaque individu, on calcule la distance euclidienne entre les individus à son voisinage, basée sur les m objectifs d'optimisation. Le principe de calcul de cette grandeur, pour un individu i est illustré sur la figure 52.



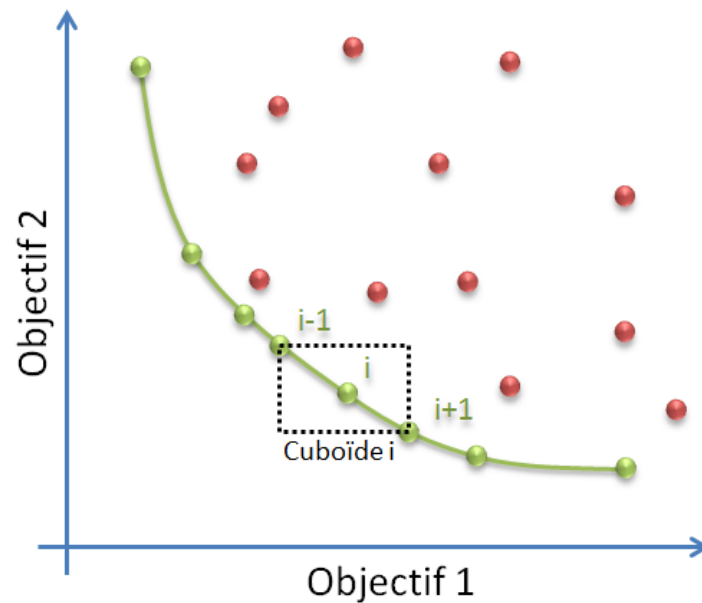


Figure 52 – Illustration du principe de calcul de la crowding distance

Elle correspond à la somme des longueurs des arêtes du cuboïde représenté. Les individus aux frontières du front se voient assigner une distance infinie, de telle sorte qu'ils soient constamment reconduits dans la population suivante. Ceci participe à « l'étalement » du front de Pareto et à la recherche de solutions aux extrémités du front.

V.4.2.2 Classement suivant le principe de non-domination rangée

Le classement s'effectue en deux étapes qui correspondent au principe du *crowd comparison operator*. Dans un premier temps on classe par ordre croissant les individus suivant le rang du front de Pareto auquel ils appartiennent :

- Lorsqu'une solution est non-dominée au sens de Pareto et qu'elle satisfait toutes les contraintes, on lui assigne le rang 0.
- Lorsqu'une solution est dominée par x individus et qu'elle satisfait toutes les contraintes, on lui assigne le rang x .
- Dans le cas où la solution ne satisfait pas toutes les contraintes, on lui assigne le rang ∞ .

Le classement suivant le rang du front est représenté sur la figure 53.



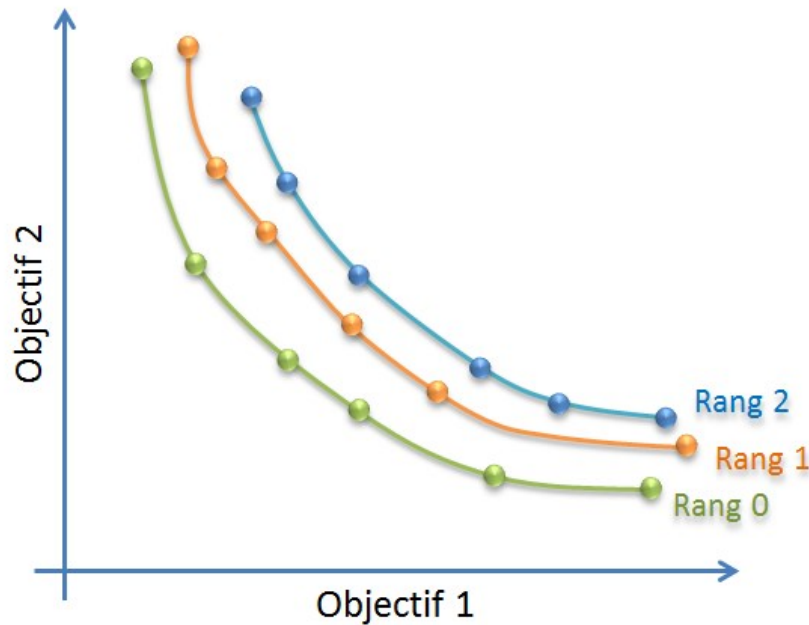


Figure 53 - Classification des individus par rang

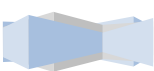
Une fois que les individus sont classés suivant leur rang, les individus sont reclassés, à l'intérieur de chaque rang, par ordre décroissant suivant le critère de densité locale (*crowding distance*). De cette manière, les individus les plus isolés sur un front auront d'avantage de chances de se reproduire et de densifier le front à leur proximité. Lorsque le classement est effectué, on procède ensuite à la sélection et aux autres opérations classiques de l'évolution différentielle.

VI Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donc présenté un algorithme permettant de déterminer la stratégie de contrôle optimal pour un système hybride. Cette méthode se base sur l'algorithme de programmation dynamique de Bellman, que nous appliquons au cas du groupe électrogène hybride. Ainsi, en considérant le dimensionnement d'un groupe électrogène associé à son dispositif de stockage d'énergie, cette technique nous permet d'obtenir la meilleure stratégie pour un profil de charge donné. Le modèle prend en compte différents paramètres permettant ainsi d'utiliser un algorithme de plus haut niveau afin d'optimiser le dimensionnement de la structure. Cet algorithme d'optimisation, qui est décrit dans la seconde partie de ce chapitre, nous permet donc de calculer pour chaque individu la commande optimale associée.

Par conséquent, après avoir étudié en détails les méthodes mathématiques grâce auxquelles nous pouvons optimiser le dimensionnement d'un groupe, nous allons maintenant présenter les résultats d'optimisation pour différents cas d'études.





Chapitre IV

Optimisation du dimensionnement du système

I	Introduction.....	97
II	Profils de charge aléatoires	97
II.1	Définitions des profils de charge	97
II.2	Résultats d'optimisation.....	98
II.2.1	Front de Pareto.....	99
II.2.2	Evolution des paramètres	103
II.2.3	Relation entre la tension de bus et la tension de bobinage de la machine	103
II.2.4	Corrélation.....	108
II.2.5	Influence du facteur de charge	110
II.2.6	Comparaison entre les facteurs de charge.....	118
II.2.7	Optimisation du coût de fonctionnement.....	119
II.2.8	Retour sur investissement.....	120
III	Profils de charge des grues portuaires	123
III.1	Optimisation pour un profil avec la possibilité de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container.....	125
III.2	Optimisation pour un profil avec l'interdiction de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container.....	129
III.3	Comparaison avec un système à vitesse variable	131
IV	Conclusion	133



I Introduction

Le début de cette thèse traite de la modélisation du groupe électrogène hybride ainsi que des méthodes mathématiques qui permettent d'optimiser son dimensionnement. C'est donc dans cette logique que le chapitre qui vient se consacrera aux résultats obtenus lors des optimisations réalisées sur différentes structures. Dans une configuration idéale, nous aurions dû optimiser le dimensionnement du groupe pour chaque cas d'application. Mais en réalité, à l'exception de quelques cas particuliers, un groupe électrogène peut être utilisé dans des domaines divers et variés. Par conséquent, les profils de charge fournis par les groupes électrogènes peuvent être tout aussi disparates. C'est donc pour cette raison que nous nous sommes concentrés sur l'étude de profils de charge dits aléatoires. Dans ce chapitre, nous commencerons par définir ce qu'est un profil de charge aléatoire pour ensuite étudier les résultats de l'algorithme d'optimisation obtenus sur ces profils. Pour finir, nous évaluerons notre système sur le cas concret des grues portuaires.

II Profils de charge aléatoires

II.1 Définitions des profils de charge

Nous avons vu précédemment que les rendements du moteur thermique et de l'alternateur se dégradent fortement à faible charge. Un groupe classique étant dimensionné pour être capable de subvenir à la pointe de charge du profil, on peut supposer que le gain de l'hybridation sera lié au rapport entre la puissance moyenne du profil de charge et sa puissance maximale. Ce rapport est appelé facteur de charge.

Nous générons alors différents profils aléatoires en effectuant des tirages de points jusqu'à obtenir les valeurs caractéristiques souhaitées. La plage de notre étude se situant dans les puissances de l'ordre de 10kW à 100kW, nous choisissons arbitrairement de générer des profils avec une puissance maximale de 20kW et des puissances moyennes de 6kW, 10kW et 14kW pour évaluer notre algorithme. Ils possèdent donc des facteurs de charge de respectivement 30%, 50% et 70%. Ces profils sont visibles sur la figure 54.



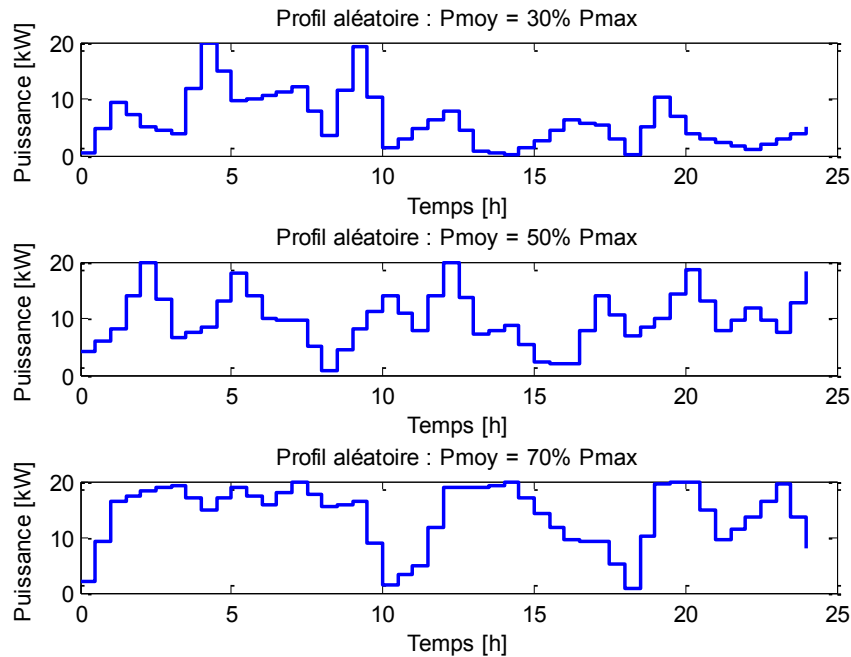


Figure 54 - Trois profils de charge aléatoires

Des profils de charge aléatoires similaires seront pris en compte dans les résultats suivants afin de les consolider sur une vaste gamme de profils. Nous pourrons alors dégager certaines tendances et étudier si les gains sont similaires avec des profils qui possèdent un même facteur de charge.

II.2 Résultats d'optimisation

Le but de cette optimisation est de choisir les meilleures combinaisons de composants qui minimiseront le coût du système ainsi que la consommation de carburant sur un profil donné. L'évaluation de la consommation de carburant est effectuée par l'algorithme de programmation dynamique qui permet d'obtenir la stratégie de commande optimale qui minimise cette consommation. Les modèles de chaque sous-système sont présentés dans le chapitre 2 de ce manuscrit et prennent en compte divers paramètres dimensionnants. Pour répondre aux besoins des profils aléatoires, nous utilisons le système avec un stockage composé d'une batterie au plomb. Pour ce système, nous choisissons d'optimiser les paramètres suivants :

- la tension de bus continu : c'est le niveau de tension du bus reliant le redresseur, le convertisseur DC/DC et l'onduleur,
- la vitesse de rotation maximale du moteur diesel : c'est la vitesse de rotation maximale pour laquelle le moteur thermique est dimensionné,
- la puissance de dimensionnement du moteur diesel : c'est la puissance maximale que peut atteindre le moteur. Elle est disponible à la vitesse de rotation maximale du moteur,
- le nombre de cellules élémentaires de la batterie au plomb en série,
- la capacité des cellules de la batterie au plomb,
- la tension nominale de l'alternateur : c'est la tension pour laquelle l'alternateur est dimensionné,
- la puissance nominale de l'alternateur : c'est la puissance pour laquelle l'alternateur est dimensionné.



Nous avons vu au chapitre 3 qu'une bonne manière de représenter les résultats d'optimisation multi-objectifs est de représenter les fronts de Pareto. Nous présenterons alors ces fronts représentant les meilleurs compromis entre le coût d'investissement du système et sa consommation sur un profil donné.

II.2.1 Front de Pareto

Les trois fronts de Pareto obtenus pour les trois profils décrits précédemment, sont présentés sur la figure 55. Ils expriment la consommation en carburant obtenue pour chacun des profils en fonction du coût d'investissement du système hybride. Le coût d'investissement est exprimé en valeur unitaire en prenant comme référence le système traditionnel composé uniquement d'un moteur diesel et d'un alternateur. Les consommations de référence du groupe traditionnel peuvent être lues pour un coût d'investissement unitaire.

Pour rappel, un groupe électrogène traditionnel est dimensionné pour subvenir au pic du profil de charge et fonctionne en permanence à 1500tr/min. Or, à cette vitesse, un moteur industriel dimensionné pour une vitesse maximum de 2400tr/min ne fournit que 60% de sa puissance maximale. En considérant que l'alternateur a un rendement à pleine charge de 90%, on obtient pour les profils aléatoires précédents un dimensionnement minimum du moteur diesel de 37kW.

Nous choisissons alors de prendre pour le groupe électrogène traditionnel, un moteur diesel de 40kW à la vitesse maximale de 2400tr/min associé à un alternateur de 20kW. Ce système servira de référence pour comparer les performances des groupes hybrides.

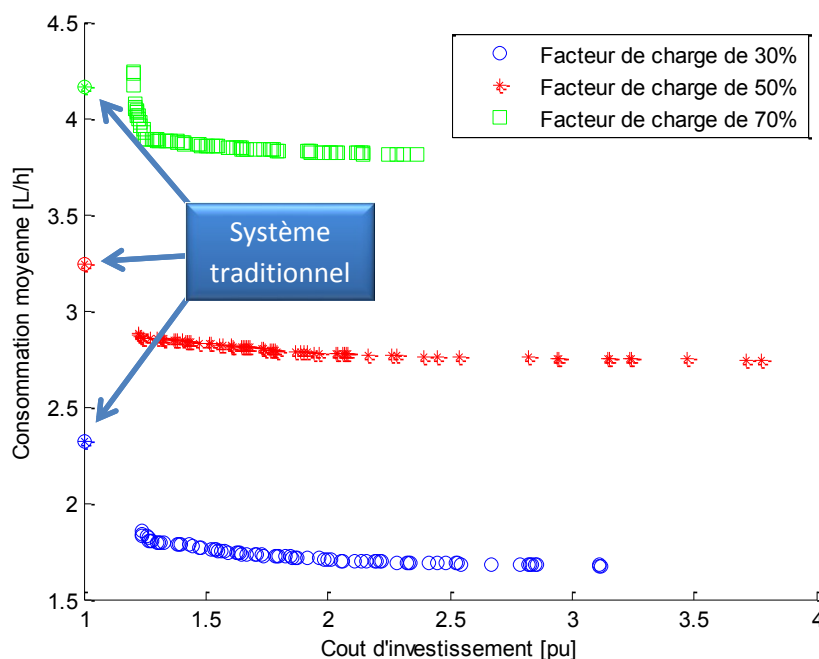


Figure 55 - Fronts de Pareto pour les profils aléatoires

On peut voir que pour chacun des trois profils aléatoires, une réduction de la consommation de carburant peut être obtenue. On peut observer sur la figure 56 qu'un coût d'investissement élevé est lié à une capacité de stockage importante ce qui nous permet de mieux gérer les flux énergétiques du système et ainsi réduire la consommation de carburant.



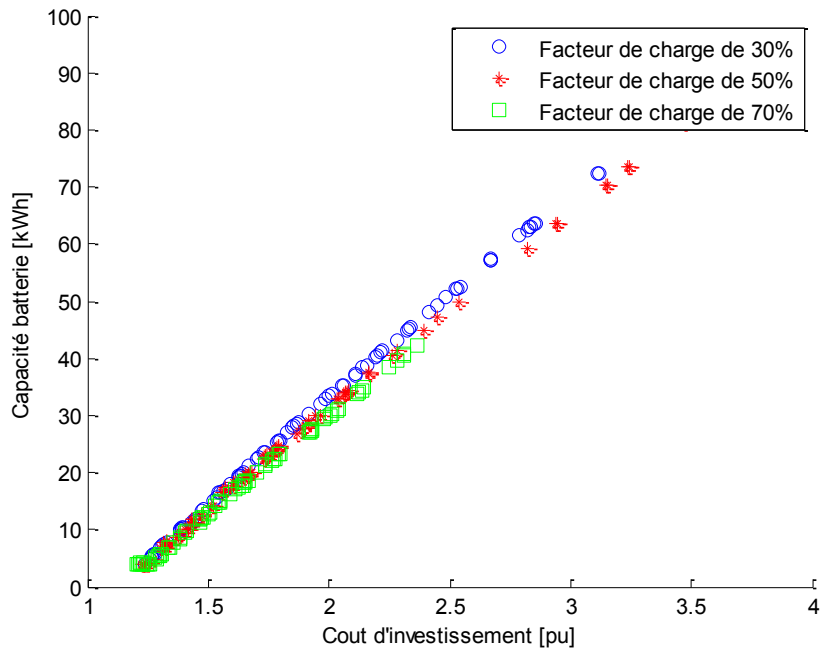


Figure 56 - Quantité d'énergie du système de stockage le long des profils de Pareto

Pour plus de lisibilité, nous choisissons d'exprimer la consommation de carburant en fonction de la consommation du groupe électrogène traditionnel pris comme référence. Ce gain est alors présenté sur la figure 57 exprimé en pourcentage.

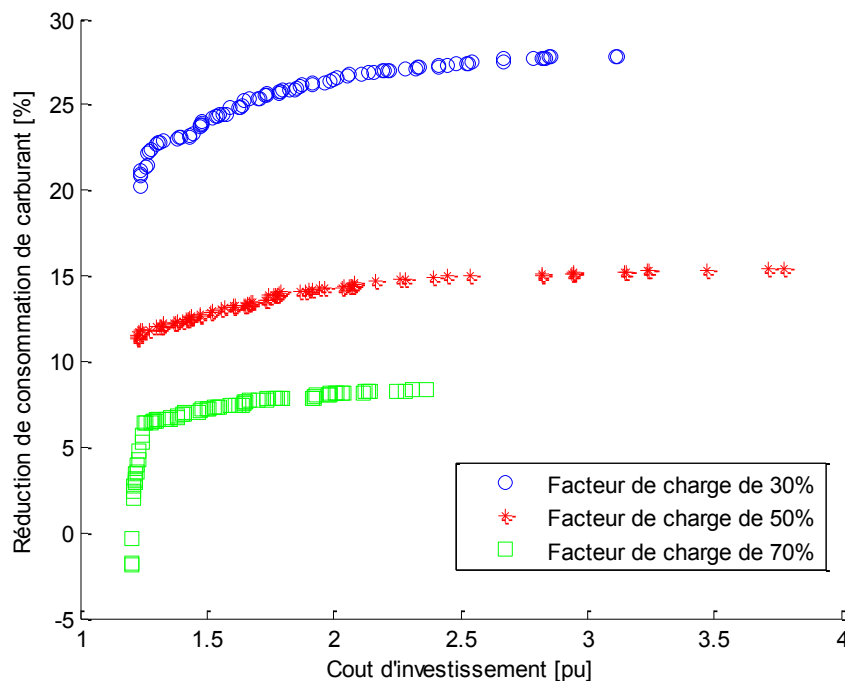


Figure 57 - Gain sur la consommation de carburant sur les fronts de Pareto

On peut voir que le gain augmente en même temps que le coût d'investissement ainsi que la quantité d'énergie dans le système de stockage. Cependant, ce gain est fortement lié au facteur de



charge. On pourra par exemple atteindre plus de 25% de réduction de carburant sur le profil dont le rapport entre la puissance moyenne et la puissance maximale est de 30% alors que l'on atteint à peine 10% pour le profil avec un facteur de charge de 70%.

On peut également remarquer que pour le profil de charge qui possède un facteur de charge de 70%, le gain décroît rapidement et devient même négatif lorsque les coûts d'investissement sont réduits. La superposition de deux phénomènes peut expliquer cela. Les solutions de cette zone représentent des systèmes avec très peu de stockage, or si on considère une solution avec un stockage nul, le gain potentiel sur la consommation ne pourra être attribué qu'à la vitesse variable. Le profil avec un facteur de charge de 70% est très peu cyclé et est donc utilisé à un bon rendement moteur quasiment en permanence. La variation de vitesse n'apporte alors qu'un très faible gain. De plus dans un tel système, nous ajoutons des pertes dans les convertisseurs d'électronique de puissance. Le faible gain de la vitesse variable ne suffit pas à compenser ces pertes et nous obtenons un système hybride qui consomme plus que le système classique.

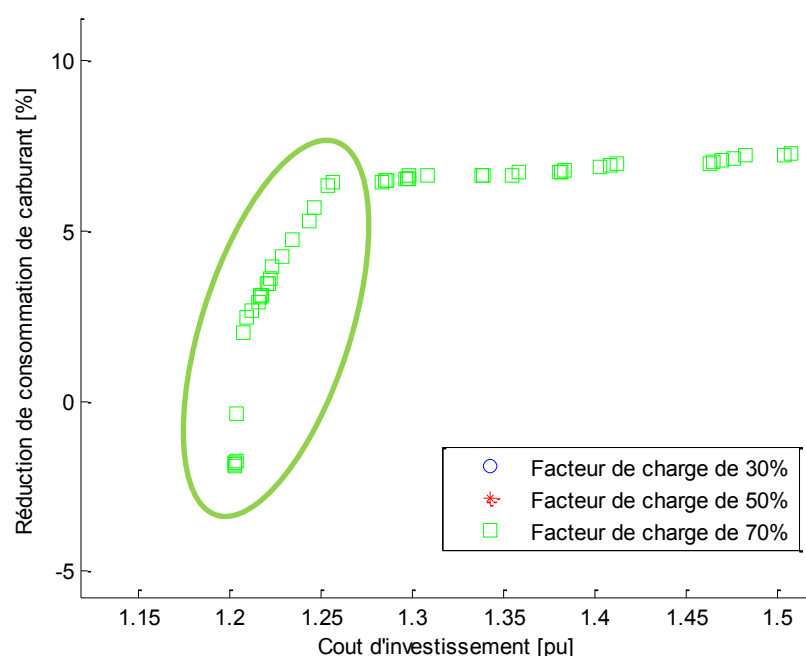


Figure 58 - Décroissance rapide du gain sur le profil aléatoire avec un facteur de charge de 70%

À cela, vient s'ajouter un second phénomène : pour réduire le coût du système, l'algorithme diminue la puissance maximale du moteur diesel. Cette puissance ne pourra être inférieure à la puissance maximale du profil de charge car la capacité de stockage est à son minimum. Or, nous avons vu que le rendement maximal du moteur diesel était obtenu lorsqu'il fournissait une puissance d'environ 60% de sa puissance maximale et même autour de 50% si on considère l'ensemble de la chaîne de conversion d'énergie.

Le système va donc surconsommer pour les profils de charge dans lesquels il est majoritairement utilisé à pleine charge tel le profil avec un facteur de charge de 70%. Ce phénomène est très réduit sur le profil avec un facteur de charge de 50% et est inexistant sur le profil au facteur de charge de 30% car le moteur est utilisé en grande partie en dessous de 50% de sa puissance maximale.



On peut observer sur la figure 59 la puissance de dimensionnement du moteur diesel le long des fronts de Pareto. On observe alors que pour les trois profils, la puissance pour lequel le groupe hybride possède un coût minimal est quasiment identique et est d'environ 24kW. Ceci nous conforte dans l'hypothèse précédente selon laquelle l'algorithme réduit au maximum la puissance du moteur et le dimensionne donc pour la puissance maximale du profil de charge. En prenant un rendement moyen de 90% pour l'alternateur et 95% pour l'électronique de puissance, on obtient une puissance minimale théorique de dimensionnement de 23,4kW. Ce qui est en accord avec les valeurs obtenues.

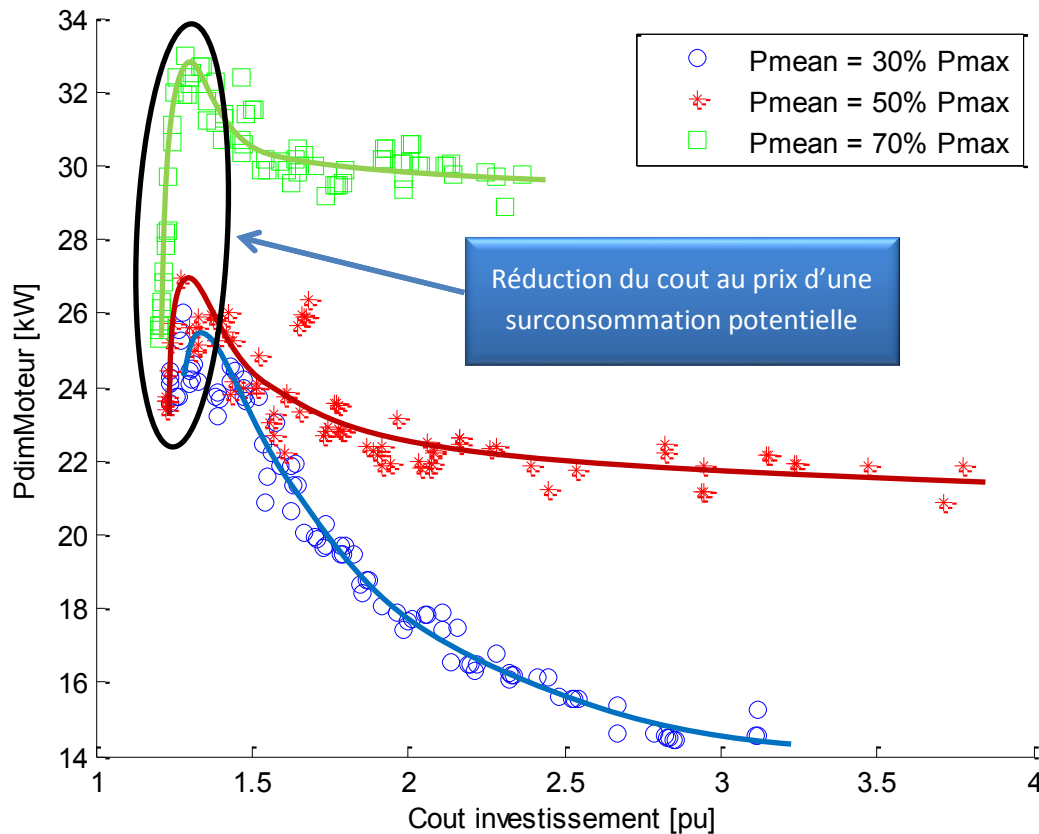


Figure 59 - Surconsommation de carburant due au downsizing du moteur

On remarque également que l'algorithme cherche à réduire la puissance nominale du moteur diesel pour les coûts d'investissement élevés. Ce phénomène de *downsizing* est rendu possible grâce à l'ajout du dispositif de stockage d'énergie. En effet, lorsque le système de stockage est de capacité suffisante, le groupe n'est plus dimensionné pour le pic de charge mais est dimensionné pour la puissance moyenne du profil. D'après les considérations précédentes, avec un stockage important et en négligeant le rendement de la batterie, l'algorithme devrait tendre vers une puissance nominale moteur de l'ordre de P_{nom} donnée par l'équation (112). Pour calculer cette puissance minimale théorique, nous considérerons que le stockage permet au moteur thermique de fournir la totalité de la puissance au rendement maximum de celui-ci. Ceci se traduit par la relation suivante :

$$\eta_{moy} P_{moy} = P_{\eta_{max}} \quad (110)$$



Or le rendement maximum pour un moteur diesel industriel est obtenu pour une puissance de $P_{\eta_{max}} = 60\% P_{nom}$. L'équation (111) devient alors :

$$P_{nom} = \frac{P_{moy}}{60\% * \eta_{moy}} \quad (111)$$

Avec un rendement moyen de la chaîne de conversion de l'ordre de 80%, nous obtenons 29kW pour le profil avec un facteur de charge de 70%, 21kW pour celui avec un facteur de charge de 50% et 12.5kW pour celui avec un facteur de charge de 30%.

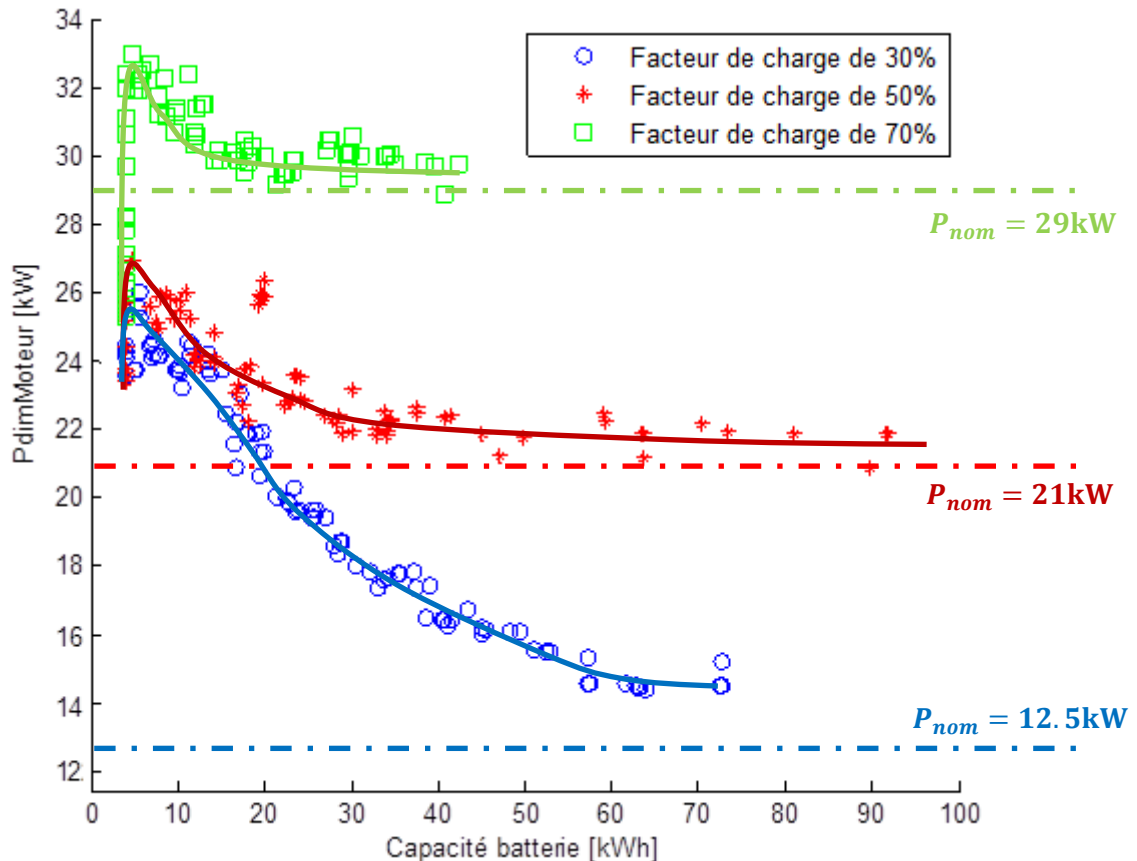


Figure 60 - Downsizing moteur diesel grâce au système de stockage

Les trois profils s'approchent bien des valeurs théoriques attendues lorsque le stockage est assez important. Ceci montre bien que le système de stockage permet s'il est assez important de dimensionner le groupe électrogène pour la valeur moyenne du profil de charge et non plus pour la puissance maximale de l'application.

II.2.2 Evolution des paramètres

Après avoir observé l'influence de la puissance de dimensionnement du moteur diesel, il semble intéressant de regarder l'évolution des autres paramètres dimensionnants.

II.2.3 Relation entre la tension de bus et la tension de bobinage de la machine

La tension de bus indique directement la valeur de la tension appliquée au bobinage de l'alternateur. Néanmoins, une certaine liberté est laissée à l'algorithme d'optimisation sur la tension de bobinage nominal de la machine correspondant au bobinage pour un usage classique de groupe électrogène.



C'est-à-dire 400V pour un fonctionnement à 50Hz soit 1500tr/min pour le moteur thermique. Si la machine tourne plus vite, sa tension devrait augmenter. Pour garder une tension constante nous serons obligés de diminuer le courant de roue polaire de l'alternateur. De meilleurs points de fonctionnement pourraient donc potentiellement être atteints avec une machine bobinée avec moins de spires. C'est-à-dire une tension inférieure à 400V à 50Hz.

L'équation suivante montre la relation théorique qui existe entre la tension du bus continu et la tension efficace du fondamental aux bornes des enroulements de l'alternateur.

$$U_{fond_eff} = \frac{2 * \sqrt{3}}{\pi * \sqrt{2}} * V_{bus} \quad (112)$$

Nous obtenons alors une tension aux bornes des enroulements de 530V pour une tension de bus continu de 680V et 624V pour une tension de bus de 800V. La courbe représentant la tension efficace du bobinage en fonction de la tension de bus est tracée sur le graphique de la figure 61.

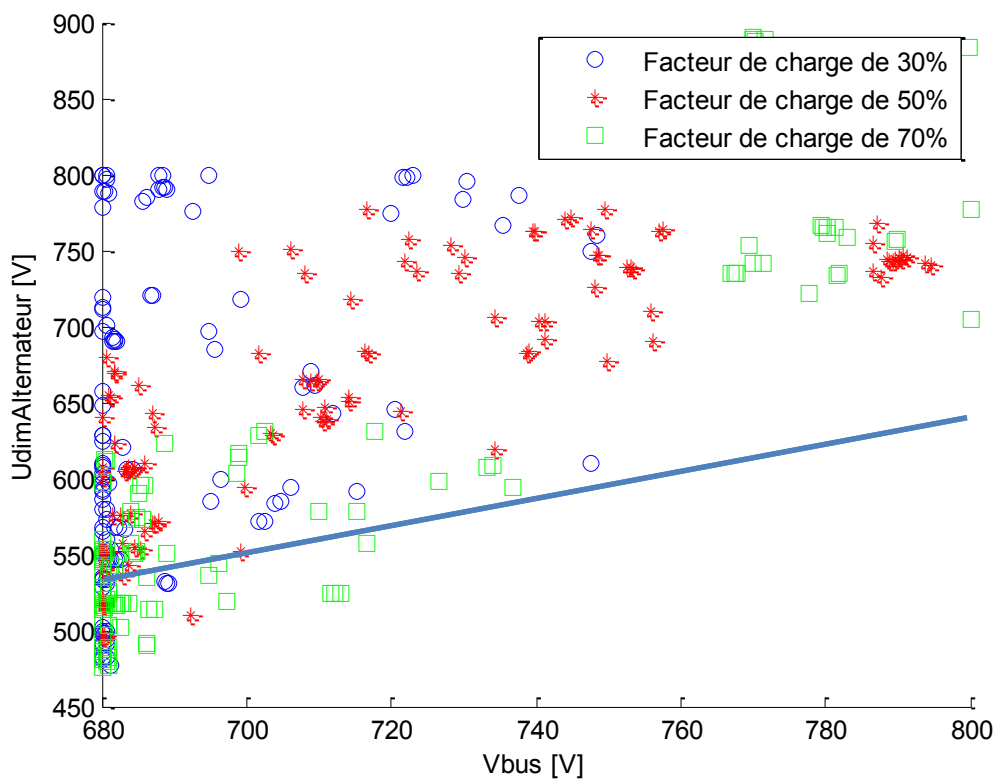


Figure 61 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de la tension de bus continu

La majorité des points sont au-dessus de la courbe de tension de fonctionnement. Cela signifie que l'alternateur tourne moins vite que la version classique de 1500tr/min ou que l'alternateur est utilisé dans une zone moins saturée avec un courant de roue polaire réduit.



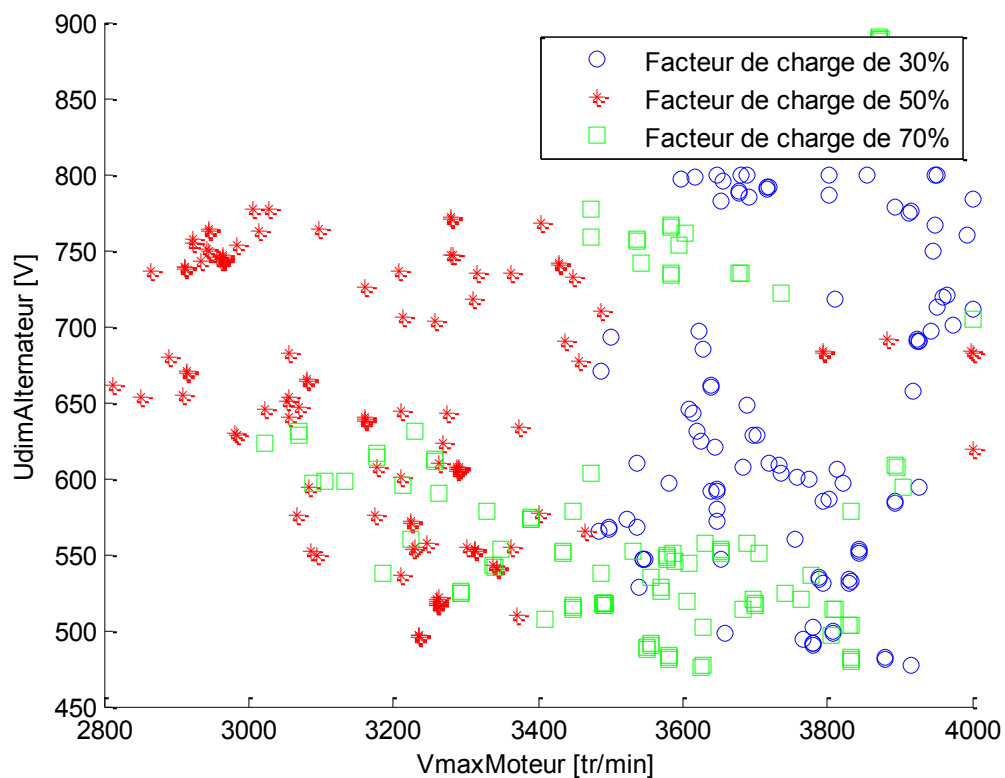


Figure 62 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de la vitesse maximale du moteur diesel

La vitesse de l'alternateur a un effet sur l'amplitude de la tension de celui-ci mais on peut voir à la figure 62 que la vitesse maximale du moteur n'a que peu d'influence sur le dimensionnement du système pour les profils possédant un facteur de charge de 50% et 70%.

On remarque néanmoins que pour le profil de charge fortement cyclé disposant d'un facteur de charge de 30%, la structure avec une vitesse maximale de groupe électrogène est favorisée avec aucun point du front de Pareto en dessous de 3400tr/min.



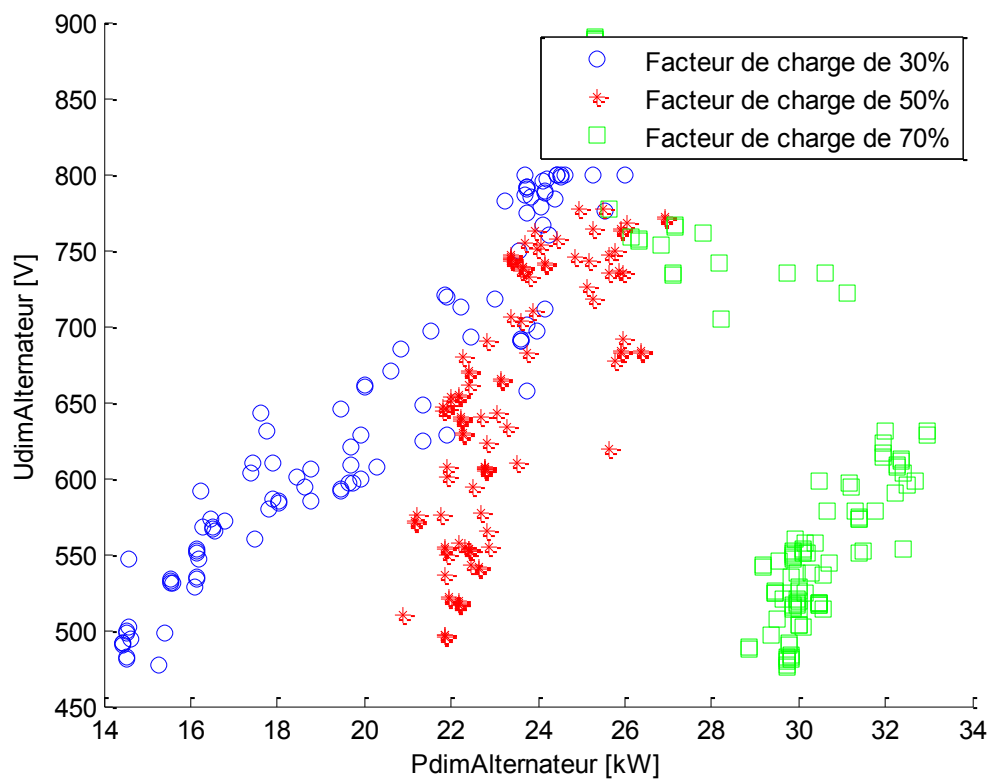


Figure 63 - Tension de dimensionnement de l'alternateur en fonction de sa puissance nominale

On remarque sur la figure 63 que pour chacun des profils, plus l'alternateur est de puissance importante plus la tension de l'alternateur est élevée.



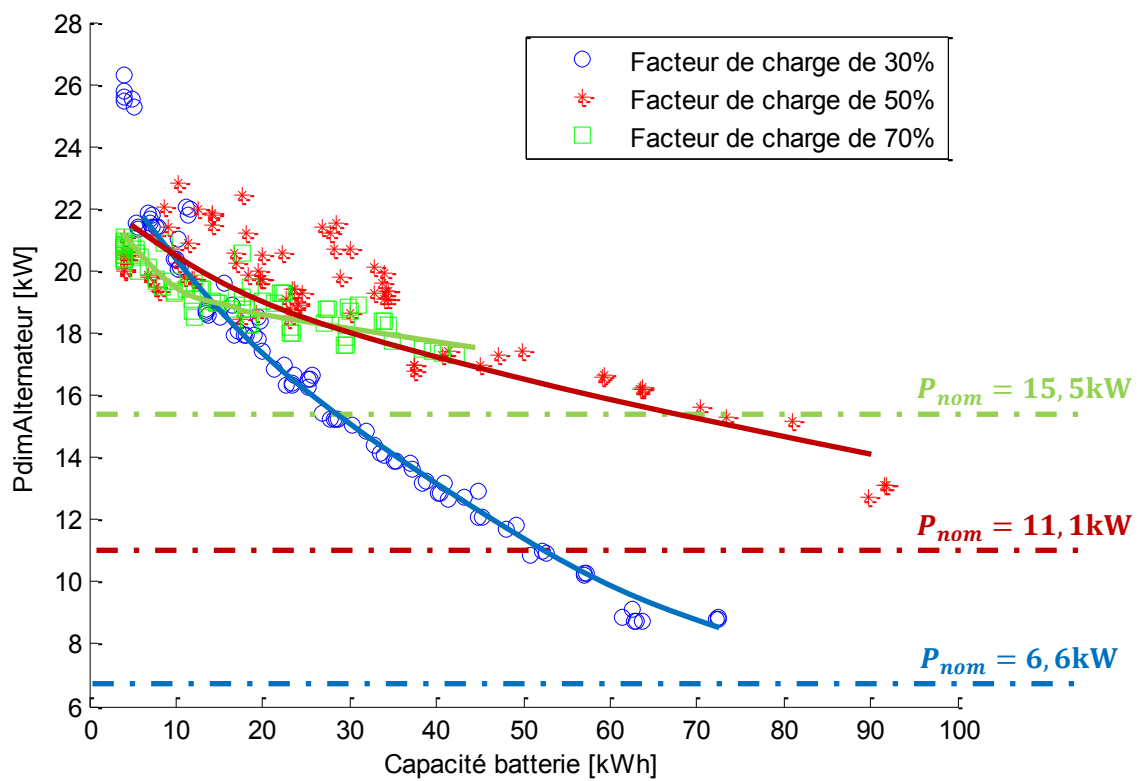


Figure 64 - Evolution de la puissance de l'alternateur le long des fronts de Pareto

La puissance de l'alternateur avec un système à faible capacité de stockage est proche de 22kW. On s'attend en effet à avoir un peu plus que la puissance crête puisque les différents convertisseurs de puissance ajoutent des pertes au système. Néanmoins, les mêmes considérations que pour le moteur diesel s'appliquent. Le système doit donc être dimensionné sans stockage pour le pic de charge de l'application et sera dimensionné pour sa puissance moyenne avec un stockage important. Si l'on considère un rendement pour l'ensemble des convertisseurs de l'ordre de 90%, l'alternateur devra être d'environ 22kW sans stockage et de respectivement 6,6kW, 11,1kW et 15.5kW.



II.2.4 Corrélation

Une manière d'exprimer l'influence des paramètres les uns sur les autres est d'exprimer les coefficients de corrélation entre les différentes variables. Les coefficients de corrélation sont des coefficients compris entre -1 et 1 qui permettent d'étudier l'intensité de la liaison qui peut exister entre deux variables.

Le coefficient de corrélation entre deux variables aléatoires réelles X et Y s'exprime par le rapport de leur covariance et du produit de leurs écarts types.

$$Cor(X, Y) = \frac{Cov(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (113)$$

Le coefficient est égal à 1 dans le cas où l'une des variables est une fonction affine croissante de l'autre variable, à -1 dans le cas où une variable est une fonction affine et décroissante. Les valeurs intermédiaires renseignent sur le degré de dépendance linéaire entre les deux variables. Plus le coefficient est proche des valeurs extrêmes -1 et 1, plus la corrélation entre les variables est forte. Une corrélation égale à 0 signifie que les variables ne sont pas corrélées.

Les tableaux suivants représentent les matrices de corrélations de chacune des variables et valeurs de la fonction objectif pour les trois profils de charge étudiés.

COR₃₀	V_{bus}	P_{dim_moteu}	V_{max_moteu}	C_{bat}	U_{dim_alt}	P_{dim_alt}	Conso	Cout
V_{bus}	1,00	0,31	0,06	-0,36	0,39	0,47	0,44	-0,36
P_{dim_moteu}	0,31	1,00	0,24	-0,96	0,96	0,96	0,96	-0,95
V_{max_moteu}	0,06	0,24	1,00	-0,12	0,14	0,18	0,27	-0,11
C_{bat}	-0,36	-0,96	-0,12	1,00	-0,93	-0,96	-0,92	1,00
U_{dim_alt}	0,39	0,96	0,14	-0,93	1,00	0,95	0,95	-0,92
P_{dim_alt}	0,47	0,96	0,18	-0,96	0,95	1,00	0,98	-0,96
Conso	0,44	0,96	0,27	-0,92	0,95	0,98	1,00	-0,92
Cout	-0,36	-0,95	-0,11	1,00	-0,92	-0,96	-0,92	1,00

Tableau 2 - Coefficient de corrélation du profil avec un facteur de charge de 30%

COR₅₀	V_{bus}	P_{dim_moteu}	V_{max_moteu}	C_{bat}	U_{dim_alt}	P_{dim_alt}	Conso	Cout
V_{bus}	1,00	0,54	-0,08	-0,66	0,79	0,44	0,81	-0,65
P_{dim_moteu}	0,54	1,00	0,28	-0,68	0,72	0,56	0,70	-0,67
V_{max_moteu}	-0,08	0,28	1,00	0,15	-0,26	-0,25	-0,22	0,14
C_{bat}	-0,66	-0,68	0,15	1,00	-0,88	-0,88	-0,89	1,00
U_{dim_alt}	0,79	0,72	-0,26	-0,88	1,00	0,83	0,89	-0,87
P_{dim_alt}	0,44	0,56	-0,25	-0,88	0,83	1,00	0,68	-0,88
Conso	0,81	0,70	-0,22	-0,89	0,89	0,68	1,00	-0,88
Cout	-0,65	-0,67	0,14	1,00	-0,87	-0,88	-0,88	1,00

Tableau 3 - Coefficient de corrélation du profil avec un facteur de charge de 50%



<i>COR₇₀</i>	<i>V_{bus}</i>	<i>P_{dim_moteu}</i>	<i>V_{max_moteu}</i>	<i>C_{bat}</i>	<i>U_{dim_alt}</i>	<i>P_{dim_alt}</i>	<i>Conso</i>	<i>Cout</i>
<i>V_{bus}</i>	1,00	-0,66	0,31	-0,61	0,88	0,67	0,82	-0,63
<i>P_{dim_moteu}</i>	-0,66	1,00	-0,46	0,11	-0,63	-0,19	-0,73	0,14
<i>V_{max_moteu}</i>	0,31	-0,46	1,00	0,21	0,17	-0,26	0,26	0,19
<i>C_{bat}</i>	-0,61	0,11	0,21	1,00	-0,77	-0,91	-0,65	1,00
<i>U_{dim_alt}</i>	0,88	-0,63	0,17	-0,77	1,00	0,81	0,97	-0,78
<i>P_{dim_alt}</i>	0,67	-0,19	-0,26	-0,91	0,81	1,00	0,69	-0,91
<i>Conso</i>	0,82	-0,73	0,26	-0,65	0,97	0,69	1,00	-0,68
<i>Cout</i>	-0,63	0,14	0,19	1,00	-0,78	-0,91	-0,68	1,00

Tableau 4 - Coefficient de corrélation du profil avec un facteur de charge de 30%

Il en ressort que pour chacun des trois profils, la variable la plus corrélée avec le coût du système est la capacité C_{bat} de la batterie avec une valeur quasiment égale à 1. En effet, si on se réfère à la figure 56 qui représente la capacité de la batterie en fonction du coût d'investissement du système, on peut voir que la relation est quasiment linéaire.

Les variables de coûts et de consommation sont d'autant plus corrélées que le facteur de charge est faible. (-0.68 pour 70%, -0.88 pour 50% et -0.92 pour 30%).



II.2.5 Influence du facteur de charge

Nous chercherons dans cette partie à établir la relation qui existe entre le facteur de charge du profil étudié et le gain potentiel de la structure hybride. Pour cela, nous avons généré trois profils aléatoires pour chaque valeur de facteur de charge étudiée. Commençons par observer les résultats pour les profils d'un facteur de charge de 70%.

II.2.5.1 Facteur de charge de 70%

Les profils possédant un facteur de charge de 50% utilisés dans cette étude sont visibles à la figure 65.

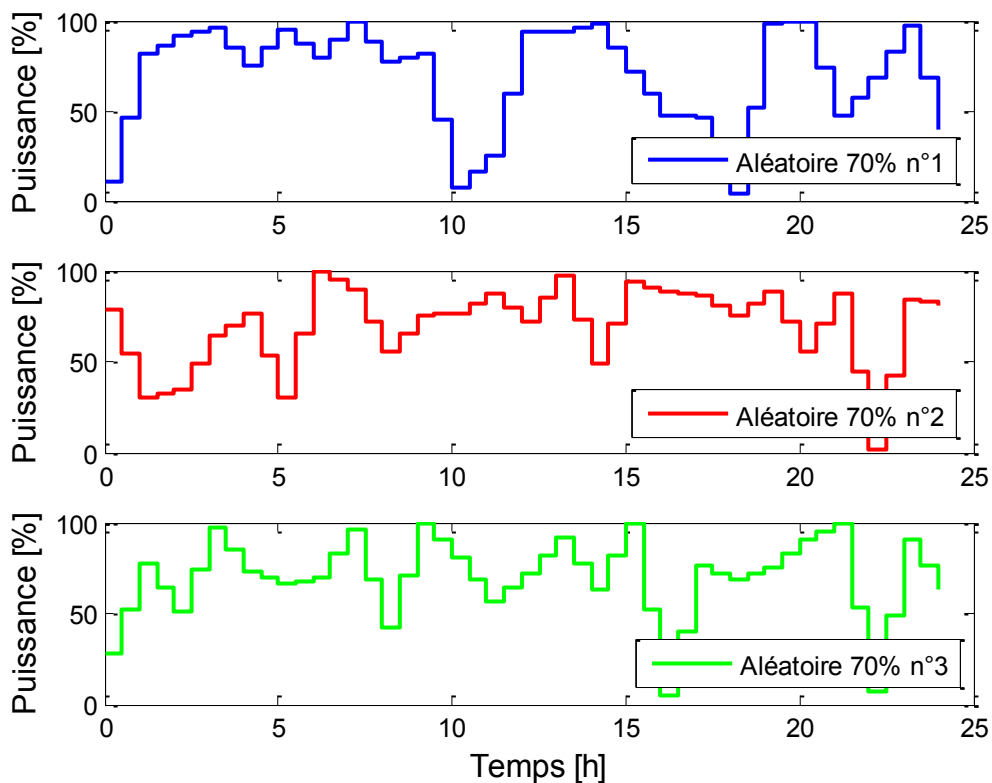


Figure 65 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 70%

Les gains de consommation pour ces trois profils sont visibles à la figure 66.



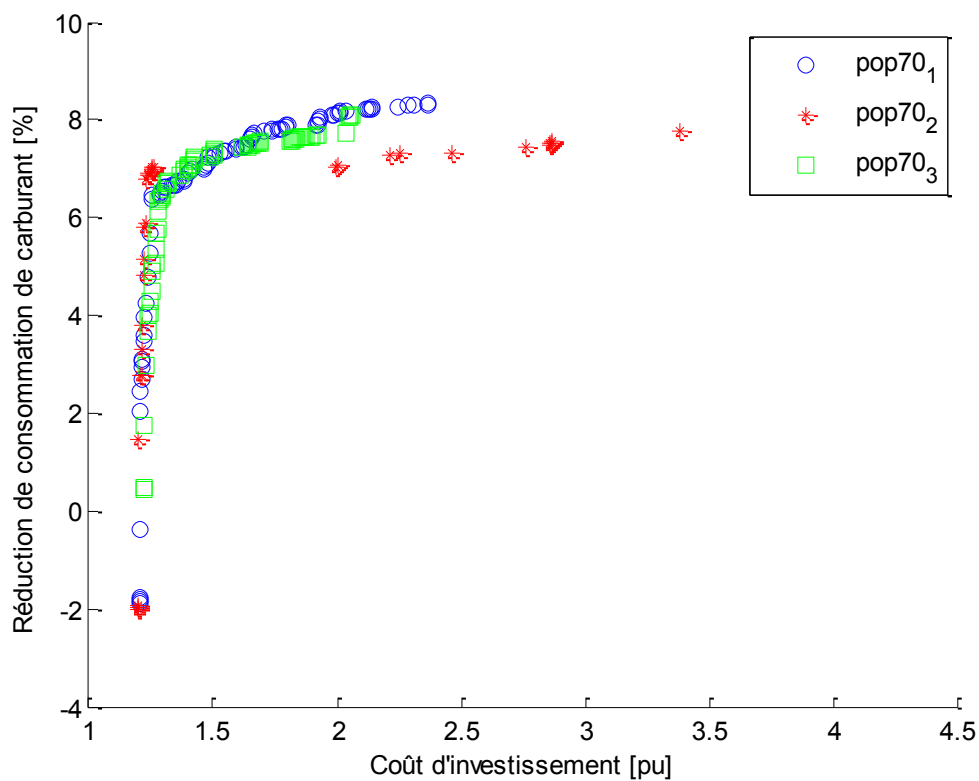


Figure 66 - Gain des profils avec un facteur de charge de 70%

Les trois courbes ont sensiblement le même aspect et sont quasiment identiques. On retrouve notamment sur chacune des trois courbes une réduction rapide des gains potentiels lorsque les coûts d'investissements du système sont également diminués. Comme nous l'avons expliqué précédemment, pour réduire le coût du système, l'algorithme réduit la puissance nominale du moteur diesel. Nous pouvons vérifier que c'est encore le cas ici en visualisant à la figure 67 l'évolution de la puissance nominale du moteur diesel le long des fronts de Pareto.



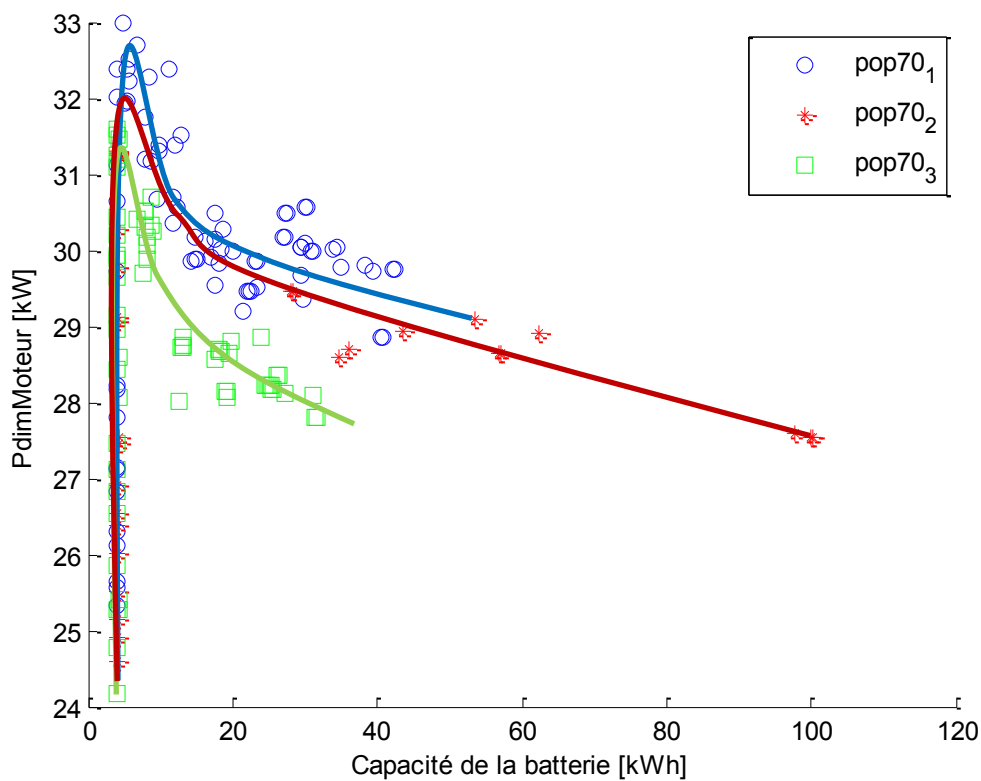


Figure 67 – Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 70%

Le système hybride consommera alors plus lorsqu'il est utilisé en permanence à sa puissance maximale comme ça peut être le cas pour les profils avec un facteur de charge de 70%. Nous pouvons également noter que l'algorithme tente de réduire cette puissance nominale pour des capacités de batteries importantes. En effet, lorsque le système de stockage est assez important, le moteur n'est plus dimensionné pour la puissance maximale du profil de charge mais pour sa puissance moyenne.

II.2.5.2 Facteur de charge de 50%

Les profils possédant un facteur de charge de 50% utilisés dans cette étude sont visibles à la figure 68.



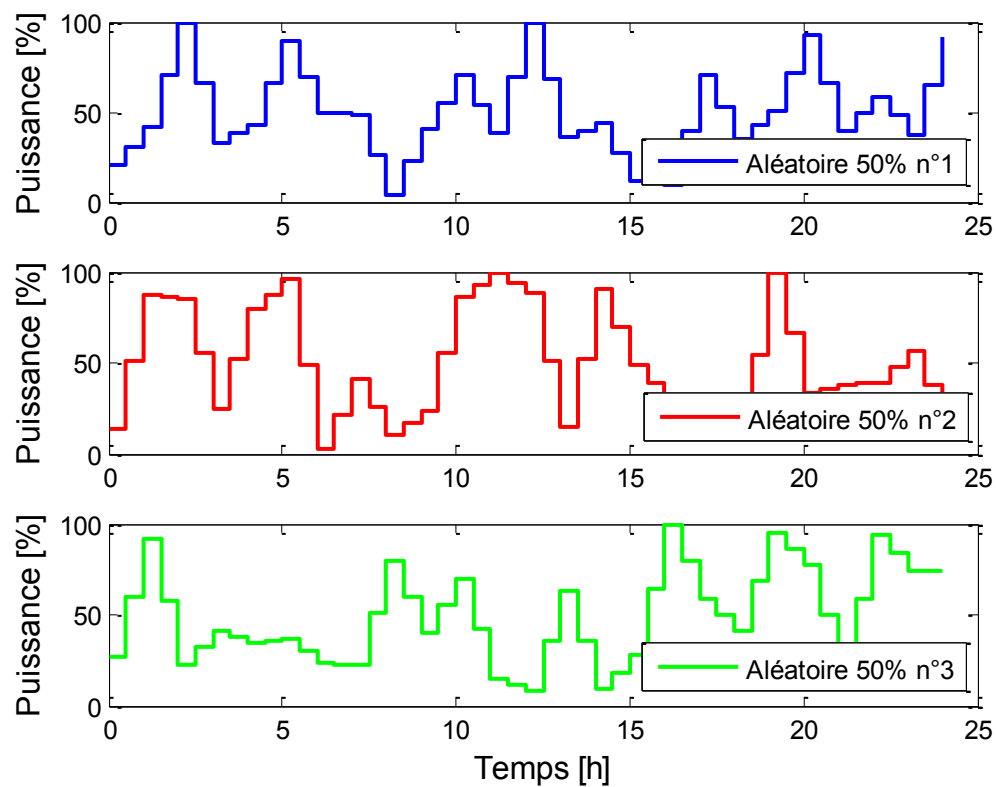


Figure 68 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 50%

Les gains de consommation pour ces trois profils sont visibles à la figure 69. Là encore, les trois fronts de Pareto ont le même aspect et sont quasiment identiques. La décroissance rapide des performances pour de faibles coûts d'investissements est encore visible mais les gains sont cette fois-ci, toujours positifs.



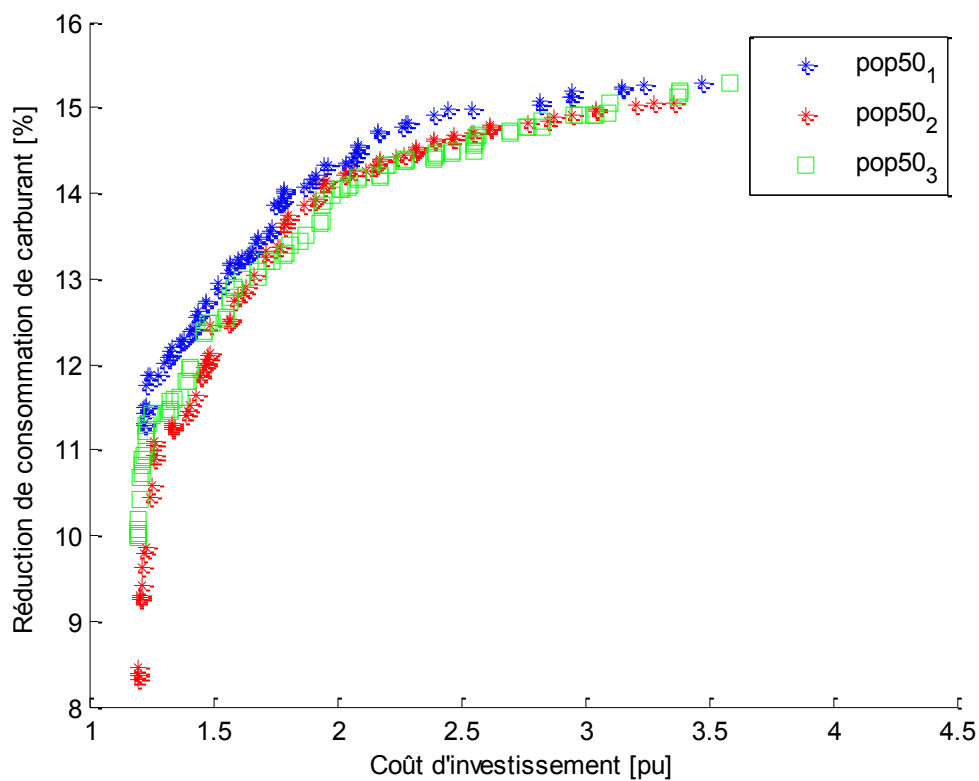


Figure 69 - Gain des profils avec un facteur de charge de 50%

De la même manière que précédemment, nous pouvons observer à la figure 70 la puissance nominale du moteur diesel le long des fronts de Pareto. Nous retrouvons le même phénomène que précédemment mais il est quelque peu atténué. En effet, pour les profils avec un facteur de charge de 50%, le nombre de points de fonctionnements à pleine charge est réduit.



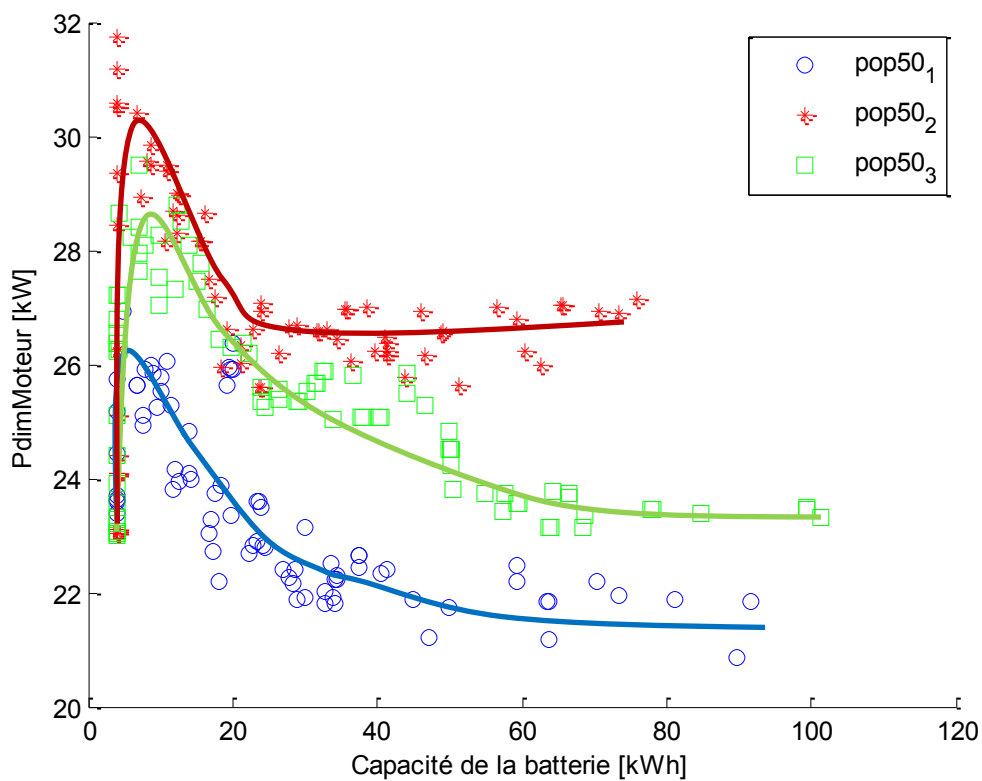


Figure 70 - Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 50%

On retrouve sur ce graphique les mêmes considérations que précédemment avec une puissance de dimensionnement du moteur diesel qui réduit au fur et à mesure que la capacité de la batterie augmente.

II.2.5.3 Facteur de charge de 30%

Observons maintenant les profils avec un facteur de charge de 30%. Ces profils sont visibles à la figure 71, ce sont ceux qui sont le plus cyclés et donc ceux pour lesquels nous nous attendons à obtenir les plus forts gains.



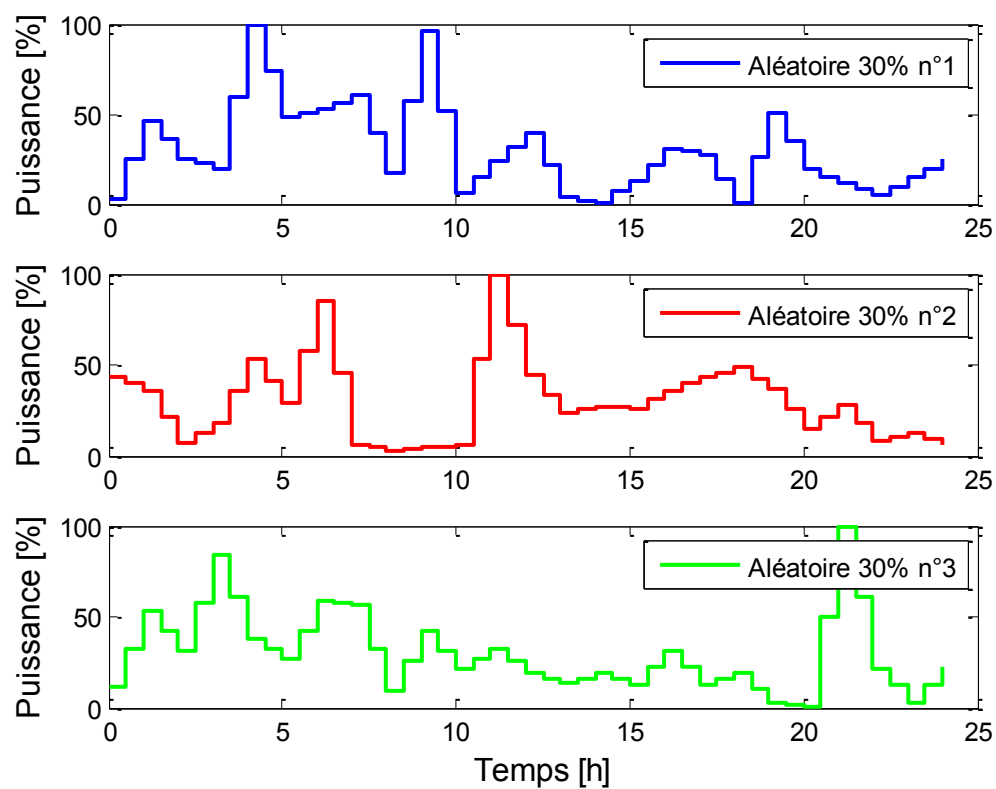


Figure 71 - Profils de charge aléatoires possédant un facteur de charge de 30%

Les gains obtenus sont visibles à la figure 72 et cette fois encore, les trois courbes sont quasiment superposées. Nous pouvons remarquer que la diminution rapide de performance lors des faibles coûts d'investissements n'existe plus.



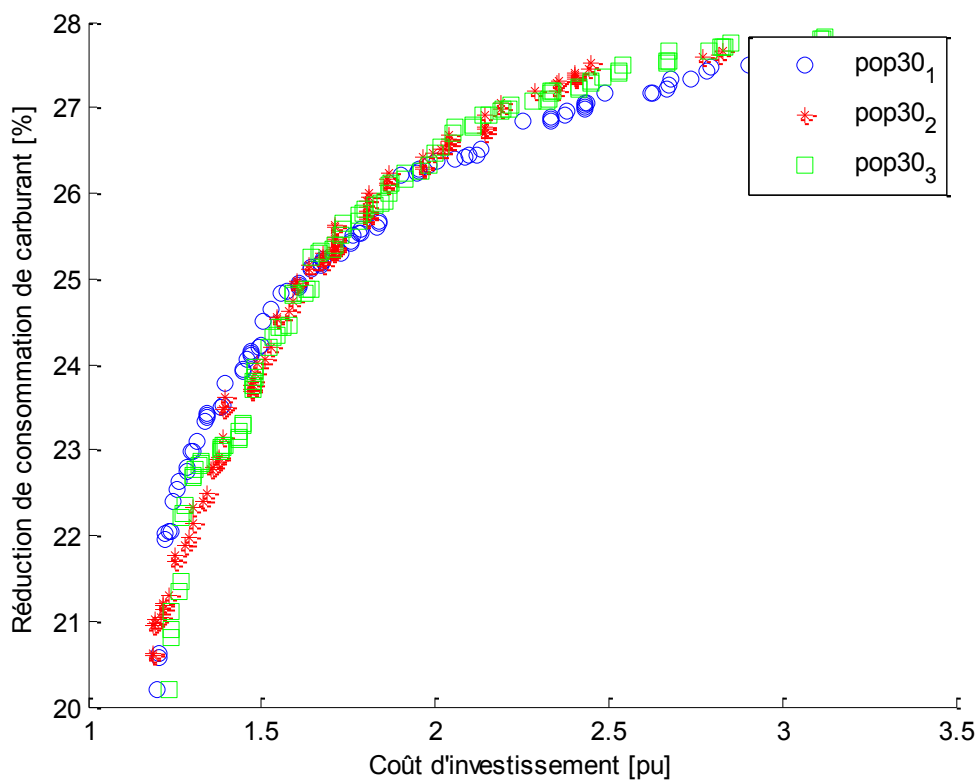


Figure 72 - Gain des profils avec un facteur de charge de 30%

Nous observons bien des gains plus importants que lors des précédentes simulations. Nous atteignons une réduction de la consommation de carburant de 28% pour les points possédant le plus fort coût d'investissement. Si on regarde la puissance nominale du moteur diesel le long des fronts de Pareto, on remarque que le phénomène qui augmentait la consommation lors des profils précédents n'existe quasiment plus. En effet, pour ces profils, seulement très peu de points de fonctionnement sont à pleine charge.



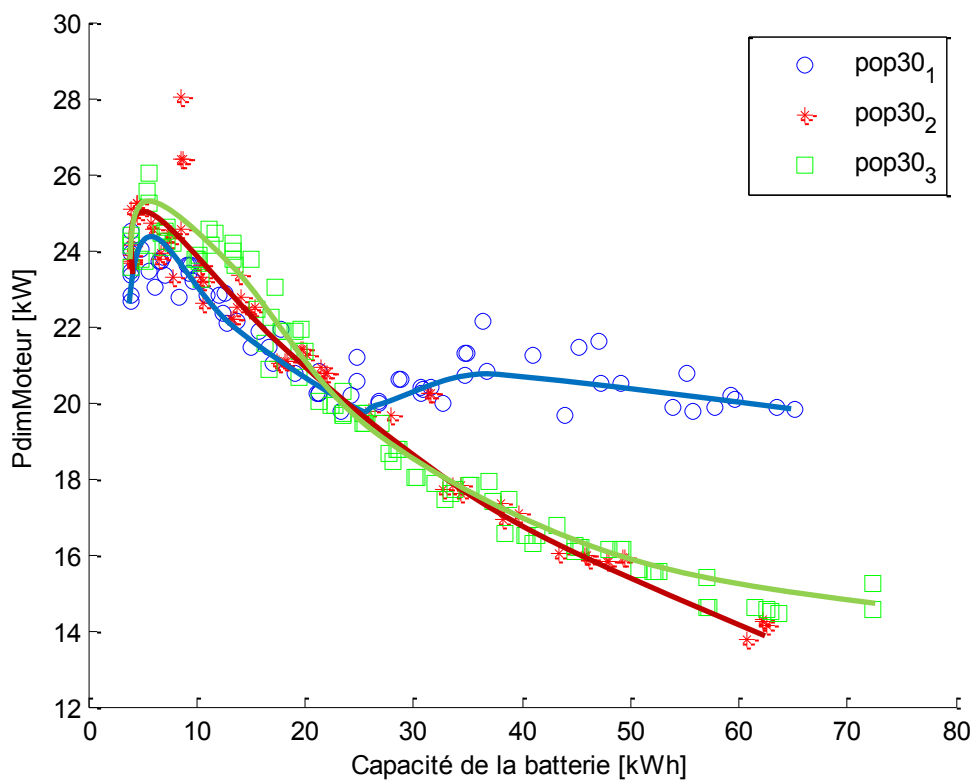


Figure 73 - Puissance nominale du moteur diesel pour les profils avec un facteur de charge de 30%

La puissance nominale du moteur diesel est également réduite et ce d'autant plus que la capacité de la batterie augmente. Une singularité apparaît sur le profil numéro 1 où la puissance nominale du moteur diesel ne réduit pas comme nous pouvions nous y attendre. Nous pensons que ce phénomène est dû à une mauvaise convergence de l'algorithme d'optimisation.

II.2.6 Comparaison entre les facteurs de charge

Nous avons vu dans la partie précédente que les résultats sur le gain de consommation sont similaires quel que soit le profil à facteur de charge constant. Ces résultats concordent donc avec le fait que le gain potentiel auquel nous pouvons nous attendre dépend fortement du facteur de charge de ce profil. Nous pouvons alors observer les différences de gains entre les profils avec différents facteurs de charge. On observe à la figure 74 que plus le facteur de charge est important plus le gain sur la consommation de carburant est faible.



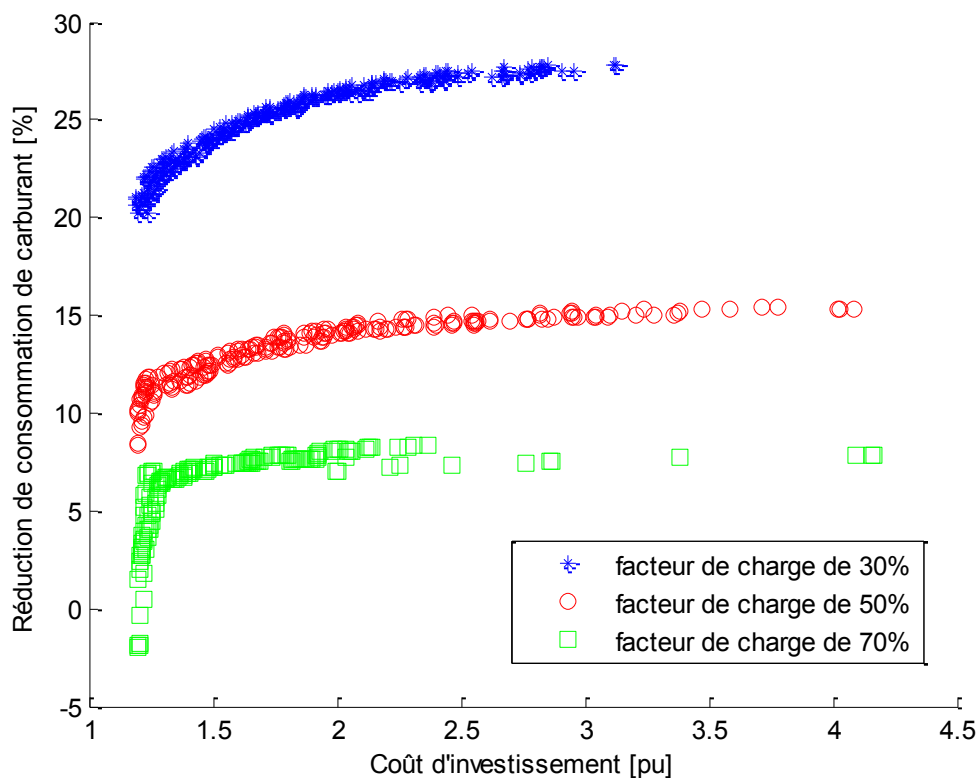


Figure 74 – Gain de consommation en carburant des profils aléatoires

Un coût d'investissement important correspond à un système avec un dispositif de stockage de forte capacité. Cette forte capacité permet une meilleure gestion des flux d'énergie dans le système et permet d'utiliser le moteur diesel à des points de fonctionnement plus favorables, améliorant ainsi le rendement global du système.

Ce gain est fortement dépendant du facteur de charge du profil et on trouve par exemple pour les profils aléatoires étudiés, une réduction de consommation de plus de 25% pour les profils avec un facteur de charge de 30% alors qu'il est en dessous de 10% pour les profils possédant un facteur de charge de 70%.

II.2.7 Optimisation du coût de fonctionnement

Dans le début de ce document, nous nous intéressons uniquement à la consommation de carburant. Il semble intéressant de prendre en compte l'ensemble des coûts de fonctionnement du système pour en évaluer ses performances. C'est dans cette optique que nous avons cherché à ajouter à notre modèle, les coûts de maintenance du moteur diesel ainsi que d'usure de la batterie et du moteur diesel en prenant en compte leur durée de vie en fonction de leur utilisation. La consommation de carburant se traduit également par un coût en fixant un coût par litre. Nous fixerons arbitrairement un coût de carburant à 50c€ par litre. Les résultats d'optimisation sont visibles à la figure 75. Le groupe de référence est le même que précédemment, c'est-à-dire un groupe fonctionnant à vitesse fixe et qui est dimensionné pour subvenir au pic du profil de charge.



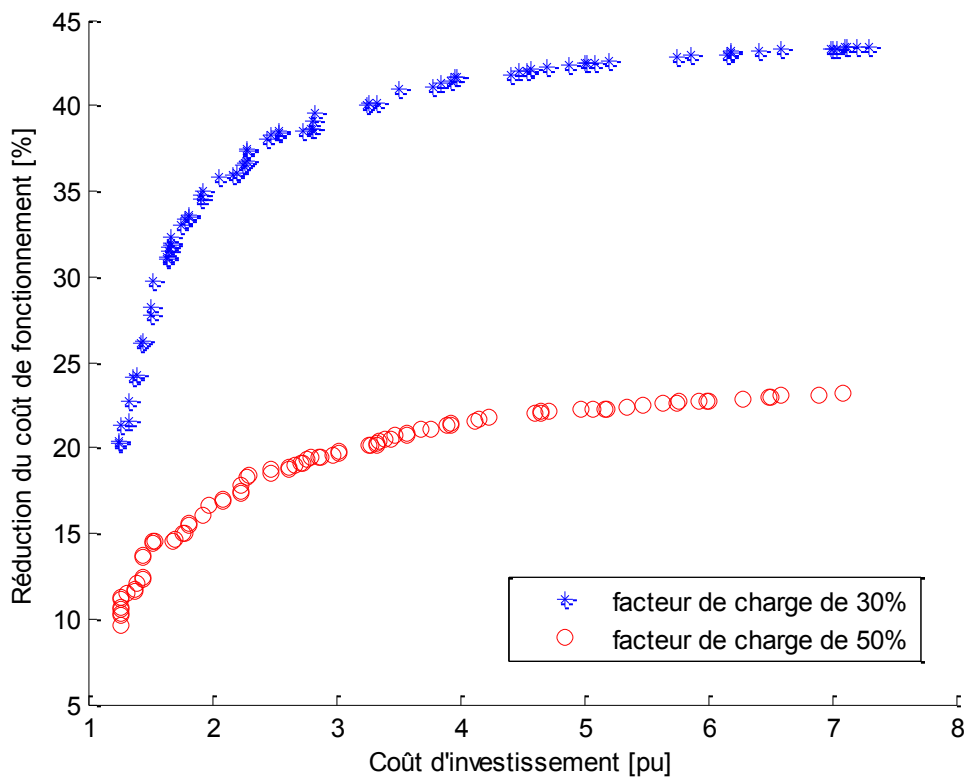


Figure 75 – Gain sur le coût de fonctionnement total

Nous aurions pu nous attendre à voir les performances pénalisées du fait de la prise en compte de la durée de vie des batteries, pourtant les gains sont encore plus importants. Nous pouvons attribuer ces gains supplémentaires à la réduction du temps de fonctionnement du moteur diesel. Augmentant ainsi sa durée de vie et réduisant également les intervalles entre les opérations de maintenance. Ces résultats sont d'autant plus encourageants que le coût du carburant est assez faible et qu'il sera sûrement amené à augmenter dans le futur.

II.2.8 Retour sur investissement

Le retour sur investissement (ROI) est le temps pour lequel le surcoût de l'investissement initial est compensé par les gains engendrés par ce même surcoût. C'est donc le temps à partir duquel le nouveau système commence à être plus avantageux que le précédent. On calcule ce temps à partir de l'équation (4).

$$ROI = \frac{C_i - C_{i_{trad}}}{C_{u_{trad}} - C_u} \quad (114)$$

Avec C_i et C_u le coût d'investissement et le coût d'utilisation du système hybride, $C_{i_{trad}}$ et $C_{u_{trad}}$ le coût d'investissement et le coût d'utilisation du système traditionnel.

Les retours sur investissement pour les profils de 30% et 50% de facteur de charge sont visibles à la figure 76. On peut voir que selon les structures hybrides, des gains peuvent être obtenus dès la première année. Les systèmes hybrides avec de fortes capacités de stockage auront besoin d'un temps plus conséquent pour commencer à générer des bénéfices. Une utilisation d'un groupe



hybride sur un profil avec un faible facteur de charge permet des gains supérieurs et demandera donc moins de temps pour commencer à être rentable.

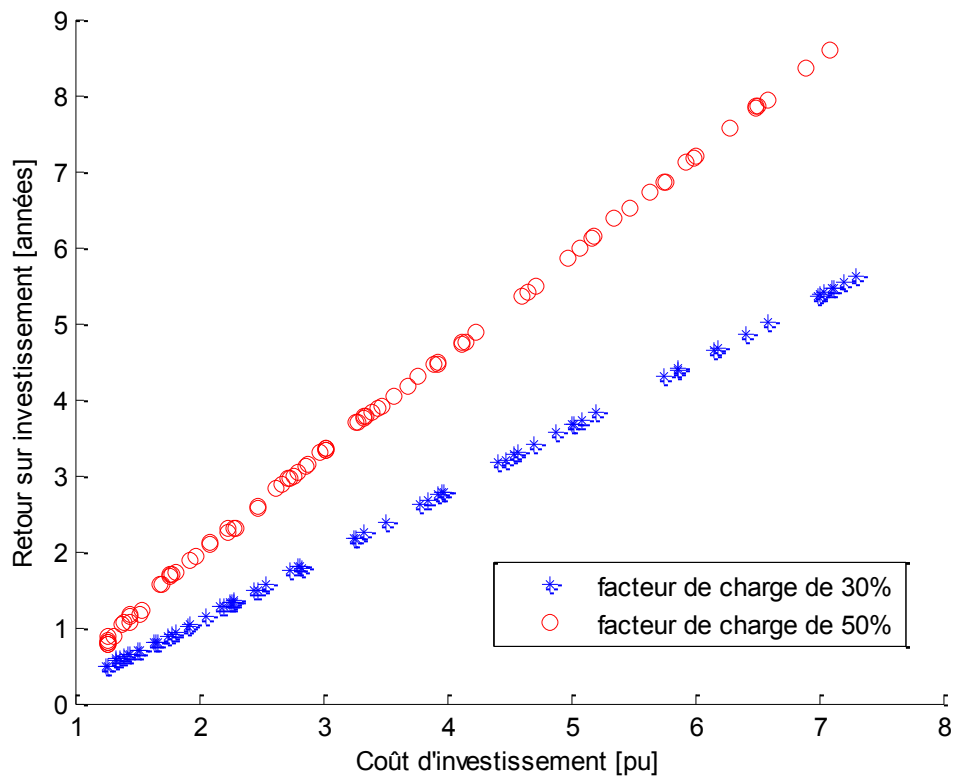


Figure 76 - Retour sur investissement en années

Si nous fixons une durée de fonctionnement du groupe hybride, nous pouvons définir un coût d'utilisation total. Ce coût sera la somme du coût d'investissement initial et du coût de fonctionnement sur cette période. Fixons cette période à 5 ans et regardons le coût total des groupes hybrides. Les résultats sont visibles à la figure 77. Le coût d'un groupe traditionnel est ajouté au graphique pour servir de référence.



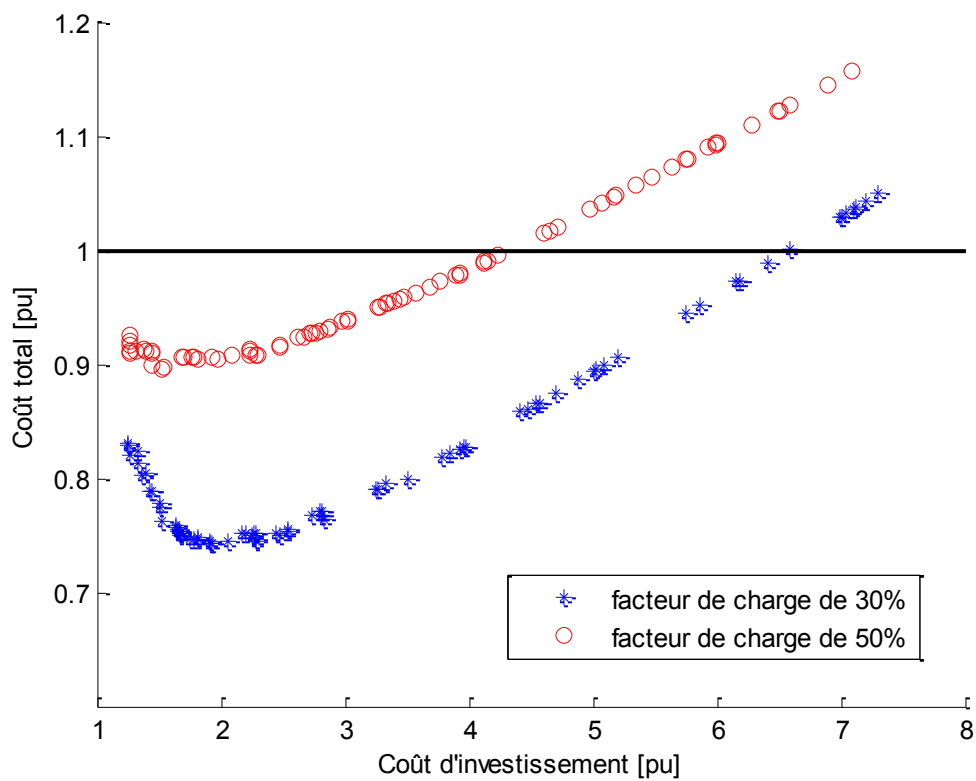


Figure 77 - Coût total d'investissement et de fonctionnement pour une utilisation pendant 5 ans

On peut voir que pour chaque profil, une structure optimale existe. C'est-à-dire qu'il existe un dimensionnement qui minimise le coût total du groupe hybride. Les groupes avec une forte capacité de stockage restent plus avantageux que le groupe classique mais on voit qu'il existe un dimensionnement optimal autour d'un coût d'investissement de 2 pu. Pour ce dimensionnement, le retour sur investissement est compris entre 1 à 2 ans, ce qui laisse entre 3 et 4 ans pour utiliser le groupe hybride avec un coût de fonctionnement inférieur à la structure classique.



III Profils de charge des grues portuaires

L'application qui a retenu notre intérêt est celle des grues portuaires. Ces grues sont utilisées pour transporter des containers. Elles doivent être mobiles et ne sont presque jamais connectées au réseau électrique. Elles sont alors alimentées par des groupes électrogènes. Les grues déploient des puissances très importantes lors des phases de montée de containers mais la puissance demandée est très faible le reste du temps. Une grue portuaire peut-être vue à la figure 78, on peut distinguer le moteur de levage, qui va servir au chargement des containers.



Figure 78 - Grue portuaire

Cette application est également très intéressante avec une solution hybride car lors de la descente des containers, de l'énergie est fournie par le système. Elle peut alors être emmagasinée dans le système de stockage d'énergie au lieu d'être dissipée dans des résistances de freinage ce qui améliorerait encore plus la performance énergétique du système. Un relevé sur le site d'un client de l'entreprise Leroy Somer nous a permis d'obtenir les enregistrements de puissance décrits à la figure 79. On observe alors une succession de pics de puissances alternativement positifs puis négatifs correspondant à la montée puis la descente d'un container.



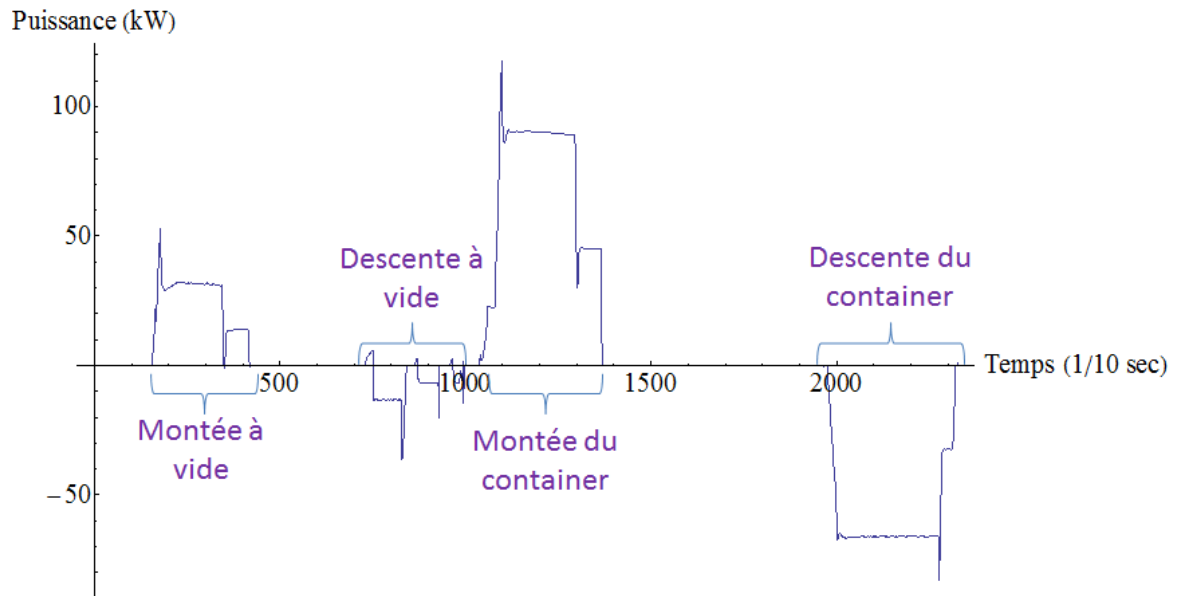


Figure 79 – Relevés de la consommation d'une grue portuaire

Afin de réduire le nombre de points du profil, nous avons discrétisé le profil relevé avec un pas de temps de 5 secondes en ne considérant que la montée et la descente du container. Nous obtenons alors une alternance d'un pic de puissance positive d'une trentaine de secondes suivi d'un autre négatif. Le profil ainsi discrétisé est visible à la figure 80.

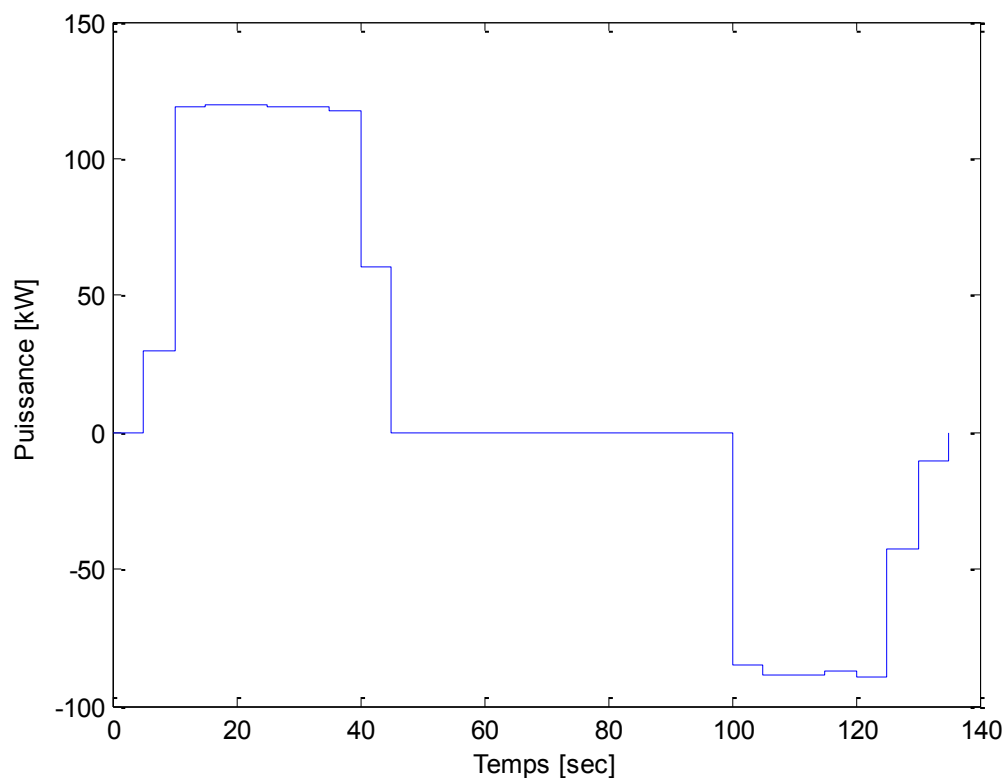


Figure 80 - Modélisation du profil grue portuaire avec un pas de temps de 5 secondes



Il nous semble intéressant d'évaluer les gains pour cette application en exploitant son potentiel maximum, c'est-à-dire en autorisant la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container. Afin d'évaluer la part due à la récupération de cette énergie, nous évaluerons dans un deuxième temps le gain d'un groupe hybride sur cette application en interdisant la récupération de l'énergie restituée durant la descente d'un container.

Avant de commencer toute optimisation, nous allons évaluer la consommation et le coût d'un groupe électrogène traditionnel fonctionnant à 1500tr/min. Ce groupe nous servira de référence pour les résultats des optimisations du groupe hybride. La puissance maximale du profil étant de 120kW, nous prendrons un groupe électrogène capable de fournir cette puissance à 1500tr/min. Ce groupe à une consommation moyenne de 12,56L/h sur le profil étudié.

Nous utilisons ici le même algorithme que pour la partie précédente, à la différence près que le système de stockage n'est plus une batterie au plomb mais un banc de super-condensateurs. En effet, au vue des profils de consommations des grues portuaires, le choix de super-condensateurs nous semble plus pertinent pour fournir de forts appels de puissance sur des durées de quelques dizaines de secondes.

III.1 Optimisation pour un profil avec la possibilité de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container

Les résultats de ce scénario sont présentés sous la forme du front de Pareto visible à la figure 81. On peut remarquer que la structure traditionnelle du groupe fonctionnant à 1500tr/min n'est pas optimale car à la fois le coût du système mais également sa consommation peuvent être améliorés par la structure hybride.



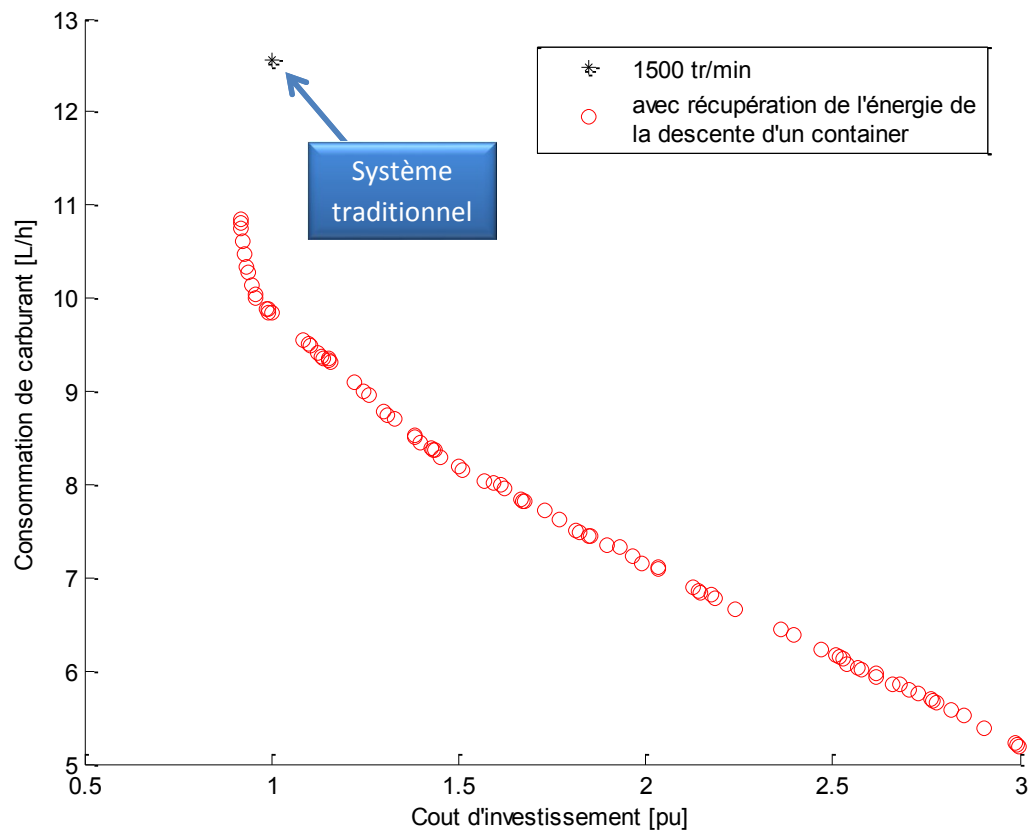


Figure 81 - Front de Pareto pour une optimisation avec un profil ayant la possibilité de récupérer l'énergie restituée lors de la descente du container

L'augmentation du coût d'investissement du système permet de réduire considérablement la consommation du système. On peut vérifier sur la figure 82 que là encore, un fort coût d'investissement correspond à un système avec une forte capacité de stockage.



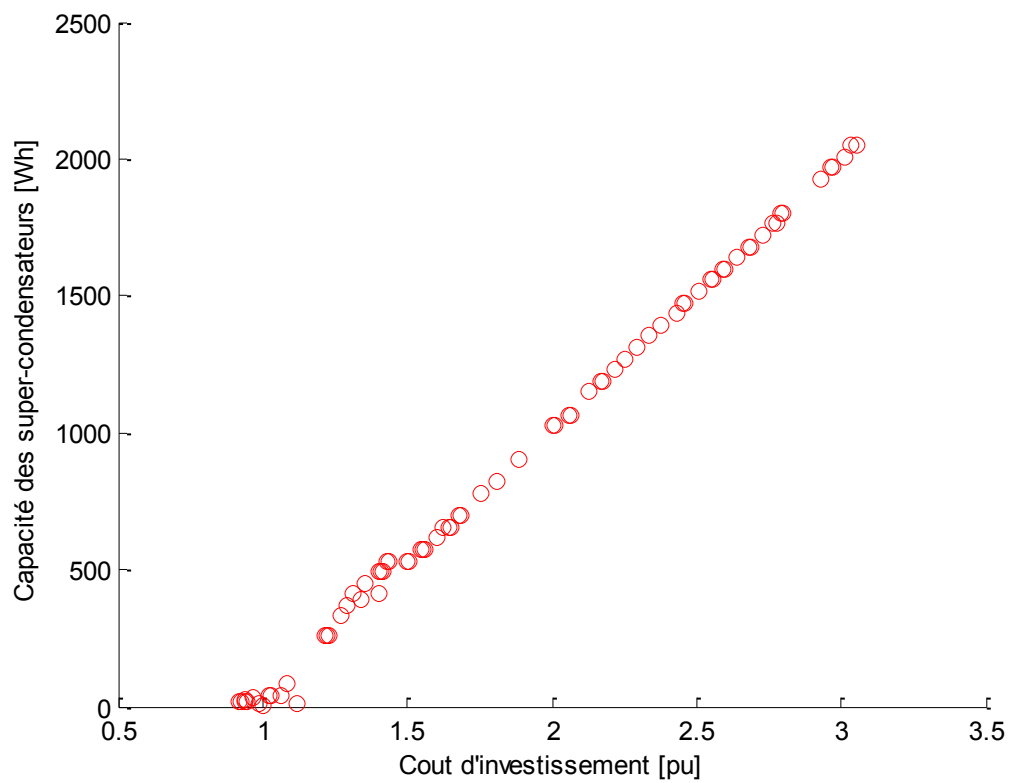


Figure 82 - Capacité de stockage du groupe hybride en fonction de son coût d'investissement

Nous représentons à la figure 83 les gains du système hybride face au système traditionnel de référence fonctionnant à 1500tr/min. On voit que le gain est de plus de 50% pour les points possédant le plus fort coût d'investissement.



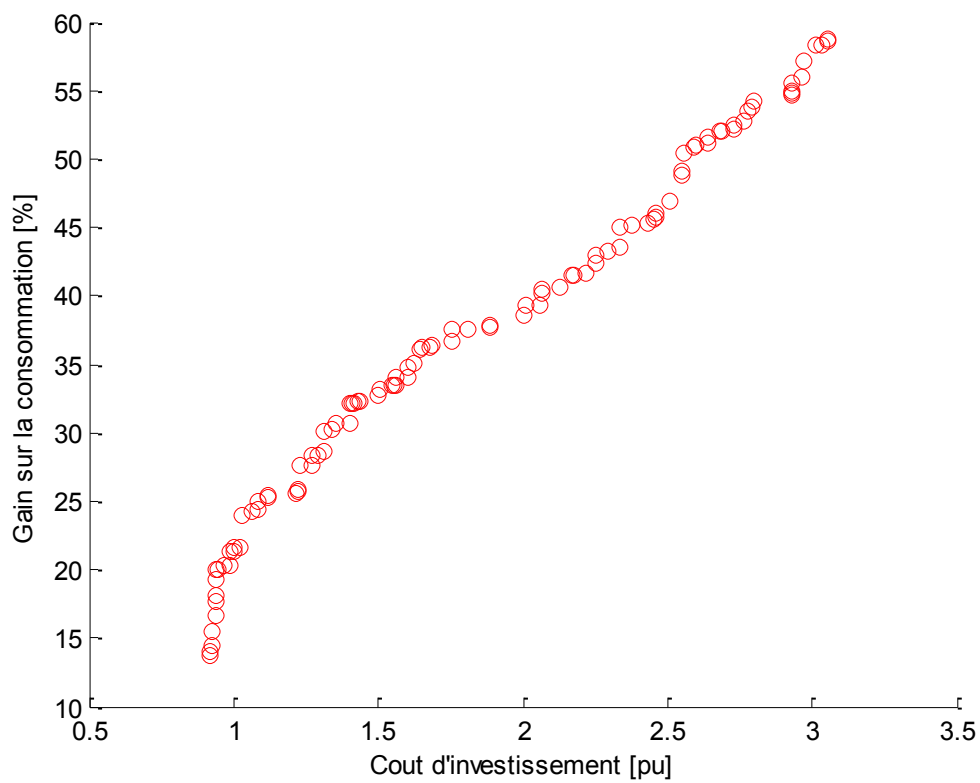


Figure 83 - Gain sur la consommation en fonction du coût d'investissement

Un autre paramètre qui était un enjeu de l'hybridation du groupe électrogène est la réduction de la puissance du moteur diesel. On peut voir à la figure 84 l'évolution de cette puissance le long du front de Pareto en fonction de la capacité de stockage des super-condensateurs.



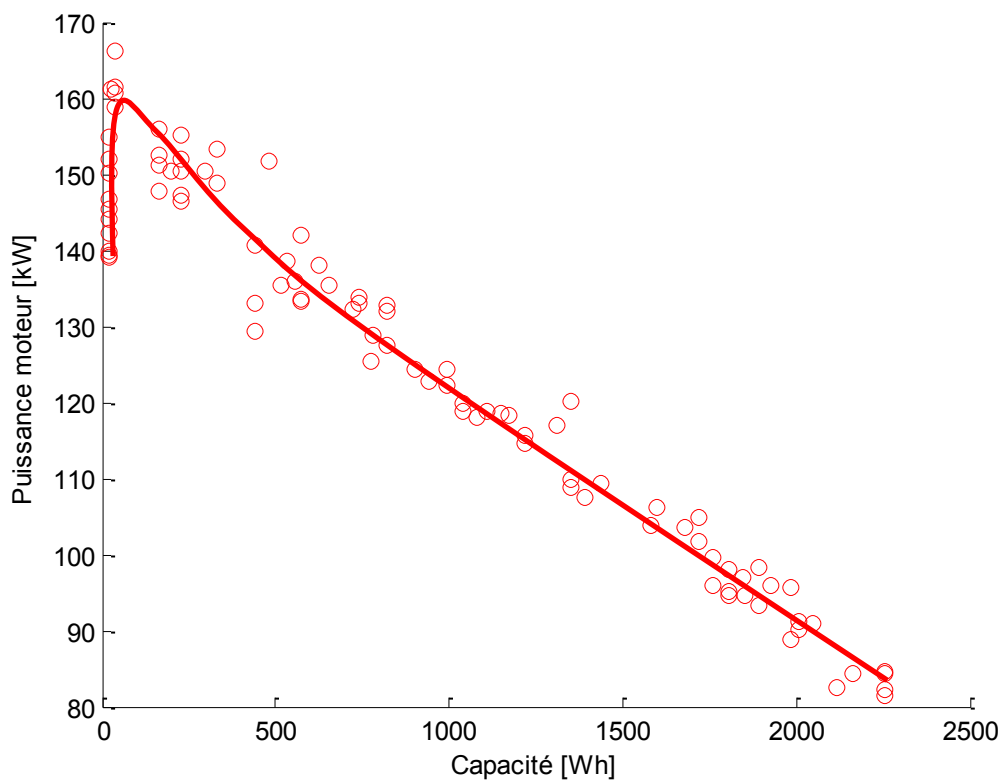


Figure 84 - Puissance de dimensionnement du moteur diesel en fonction de la capacité de stockage

On remarque sur la figure 84 que l'augmentation de la capacité de stockage des super-condensateurs permet de réduire la puissance du moteur diesel. Nous avons vu dans la partie précédente que celle-ci devrait tendre vers une valeur correspondant à la puissance moyenne du profil de charge. Ceci demande une capacité de stockage des super-condensateurs très importante qui n'est pas atteinte dans le domaine de recherche fixé en début d'optimisation.

III.2 Optimisation pour un profil avec l'interdiction de récupérer l'énergie restituée lors de la descente d'un container

Afin de distinguer la part du gain due à l'hybridation du groupe électrogène de la part du gain attribuée à la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container, nous réalisons la même optimisation du dimensionnement du groupe hybride mais cette fois en interdisant le fonctionnement régénératif. Ceci nous permet d'obtenir un nouveau front de Pareto qui est visible à la figure 85.



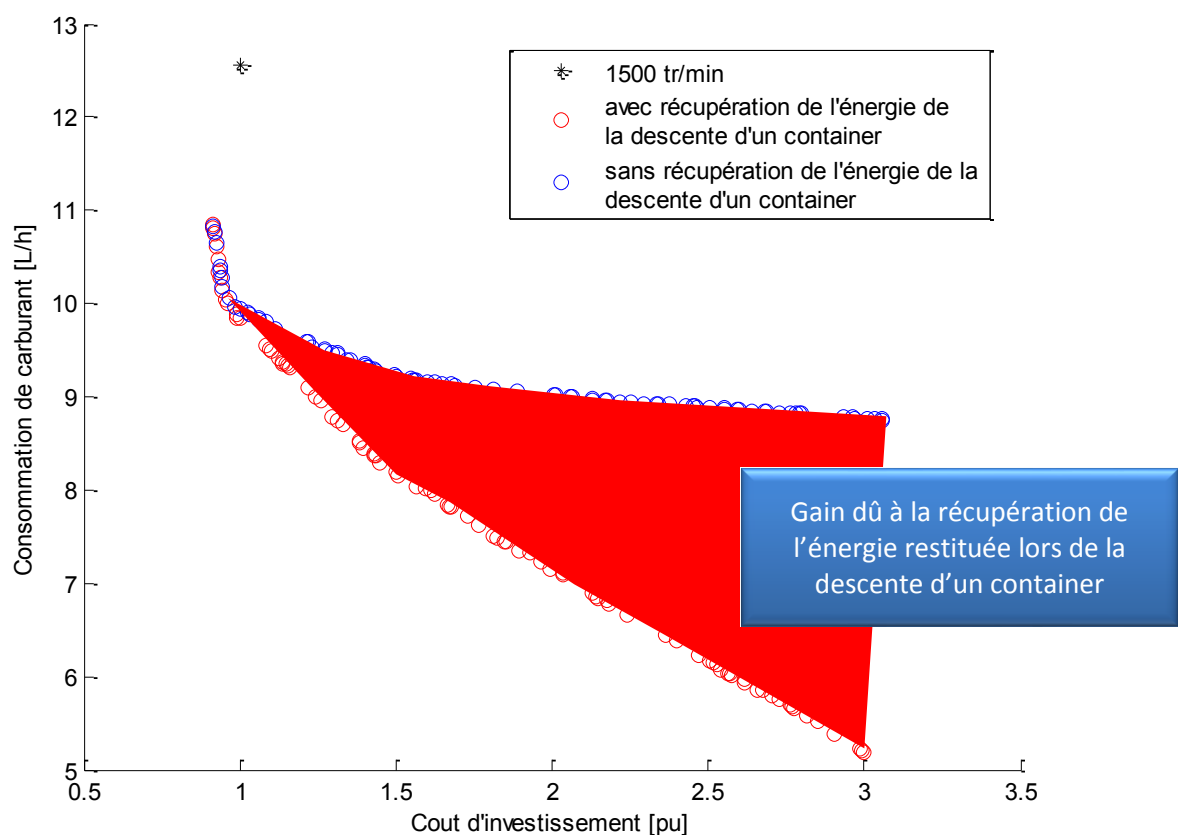


Figure 85 – Réduction de la consommation attribuée à la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container

On peut vérifier sur la figure 85 que la consommation du système ayant la possibilité de récupérer l'énergie lors de la descente d'un container est toujours inférieure à celle du système où ce mode régénératif est interdit. Pour les faibles coûts d'investissement, et donc pour les faibles capacités du banc de super-condensateur, les consommations sont quasiment identiques. En effet, pour de faibles capacités de stockage, l'énergie de descente du container ne peut pas être stockée ou seulement en très faible quantité, ce qui n'influe pas ou très peu sur la consommation moyenne du système hybride.

L'écart visible pour des coûts d'investissement plus conséquents et donc pour des capacités de stockage plus importantes du groupe hybride peut alors être attribué au fonctionnement régénératif.

Sur la figure 86, les gains sont exprimés en pourcentage par rapport au système traditionnel fonctionnant à vitesse constante. On peut remarquer que lorsque la récupération de l'énergie de freinage est interdite, le gain reste limité et atteint environ 30% pour les plus forts coûts d'investissement. La possibilité de récupérer cette énergie, permet de doubler les gains et on atteint 60% pour les plus forts coûts d'investissement.



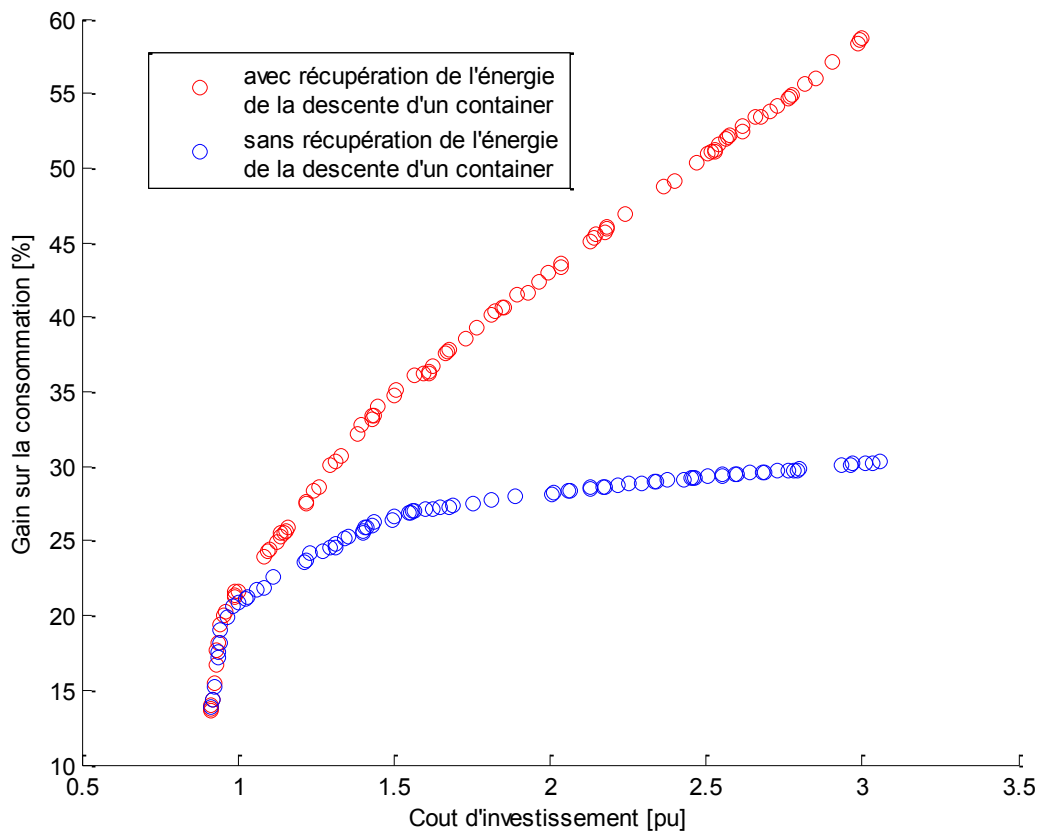


Figure 86 - Gain attribué à la récupération de l'énergie restituée lors de la descente d'un container

III.3 Comparaison avec un système à vitesse variable

Nous avons choisi de comparer jusqu'ici le système hybride à un système traditionnel fonctionnant à vitesse constante. Or, certains industriels utilisent déjà des groupes électrogènes ayant un fonctionnement plus intelligent en autorisant le groupe à fonctionner à deux vitesses de rotation. L'une pour le fonctionnement à pleine charge et l'autre pour le fonctionnement à charge réduite. Nous avons donc simulé ce fonctionnement en autorisant une rotation du moteur diesel à 2200tr/min pour les points de fonctionnement de puissance supérieure à 50% de la puissance maximale du groupe et 1200tr/min pour les points de fonctionnement d'une puissance inférieure. On trouve alors en dimensionnant le groupe pour fournir 120kW à 2200tr/min, une consommation moyenne de 12.2L/h pour un coût d'investissement de 0.78pu par rapport au coût d'investissement du groupe classique. On peut voir sur la figure 87 que cela permet d'améliorer à la fois le coût du système mais également de réduire sa consommation de carburant.



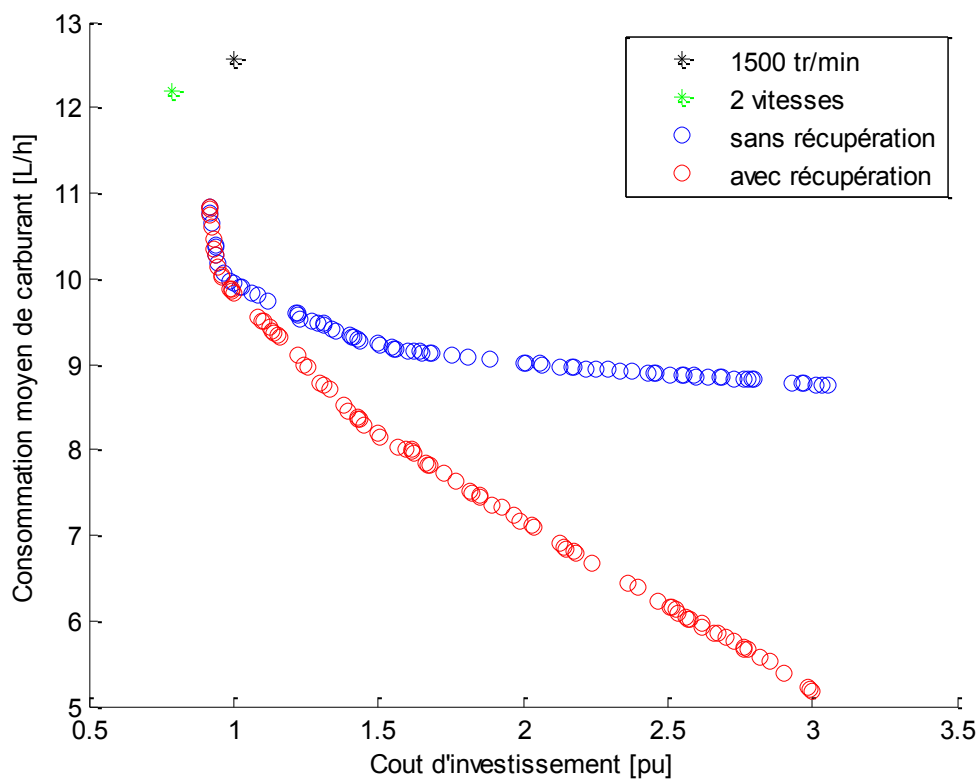


Figure 87 – Gain du système avec un moteur diesel fonctionnant à deux vitesses de rotation

Afin de comparer objectivement la structure de groupe fonctionnant à deux vitesses de rotation, nous effectuons une optimisation en faisant varier la puissance maximale du moteur diesel et sa vitesse de rotation maximale. Nous obtenons ainsi le front de Pareto visible à la figure 88. On remarque alors que l'ensemble des solutions bi-vitesses qui sont optimales au sens de Pareto possède un coût d'investissement inférieur à la structure classique. En effet, le fait d'utiliser le moteur diesel à plus haute vitesse permet de réduire sa taille tout en gardant la même puissance de sortie.



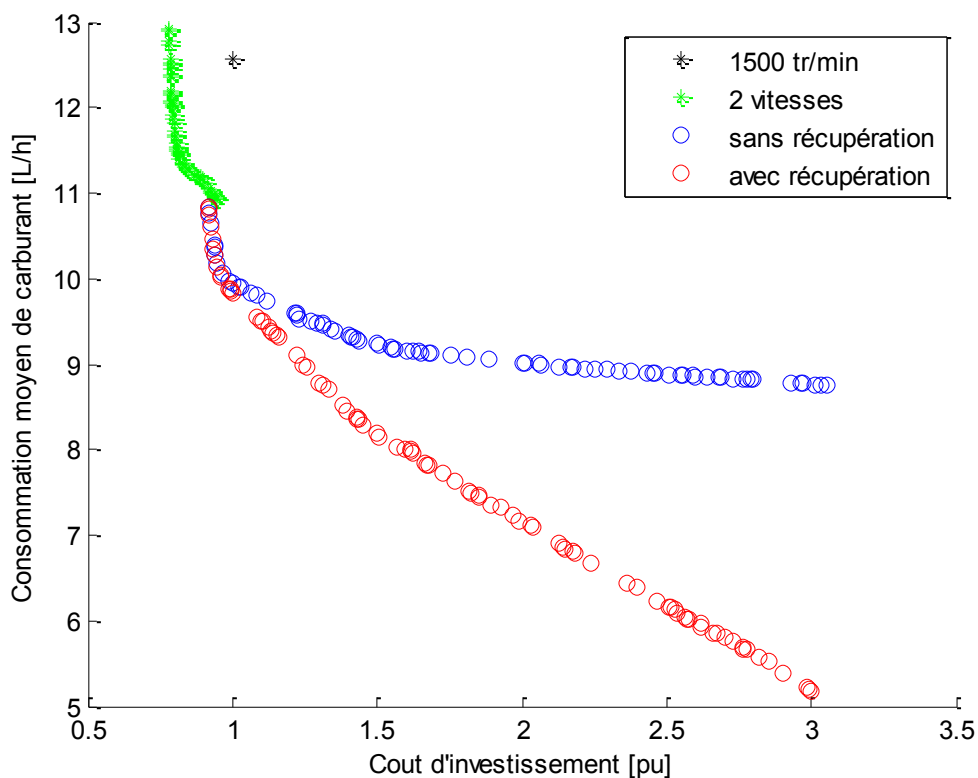


Figure 88 - Comparaison des types de structures pour l'application grue portuaire

La consommation moyenne de carburant varie entre 11L/h et 13L/h selon le dimensionnement. Pour réduire encore plus la consommation de carburant, nous devons passer à la structure hybride étudiée qui permet de réduire considérablement la consommation de carburant au prix d'un coût d'investissement également conséquent. Le fait de pouvoir récupérer l'énergie de freinage lors de la descente du container permet d'ajouter un gain supplémentaire sur la consommation de carburant.

IV Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donc étudié les résultats obtenus lors des optimisations des différents profils types. Grâce à cette étude, on montre d'abord que les gains de réduction de carburant sont fortement liés aux facteurs de charge des profils. On observe également qu'une réduction de la puissance d'un groupe électrogène est possible grâce à l'ajout d'un dispositif de stockage d'énergie suffisamment important.

De plus, la prise en compte des coûts de maintenance et d'usure des composants du système permet de montrer que pour un profil avec un facteur de charge assez faible, le surcoût engendré par le système hybride peut être amorti en quelques années. On remarque également que l'hybridation permet de réduire considérablement les coûts de maintenance du moteur diesel.

Pour le cas particulier des grues portuaires, on remarque alors que des gains supplémentaires peuvent être obtenus par l'ajout d'un système de stockage d'énergie. En effet, grâce à la récupération de l'énergie de freinage produite lors de la descente d'un container, on voit que le



système est encore plus économe en carburant. En dernière partie de ce chapitre, le système hybride dans le cas des grues portuaires est comparé au système classique, mais également à un système fonctionnant avec deux vitesses de rotation qui est parfois utilisé par les industriels. On remarque alors que le système fonctionnant à deux vitesses permet de réduire le coût du système mais également sa consommation de carburant par rapport à un système classique. Pour réduire d'avantage la consommation de carburant, on montre alors que nous devons utiliser un système de groupe hybride avec stockage d'énergie.



Chapitre V

Validation expérimentale

I	Introduction.....	136
II	Dimensionnement et réalisation du prototype de groupe hybride.....	137
II.1	Moteur diesel	137
II.1.1	Choix des moteurs diesel.....	137
II.1.2	Mesure de la consommation de carburant.....	138
II.2	Choix du profil de charge.....	138
II.2.1	Profil aléatoire	139
II.2.2	Profil grue portuaire	139
II.3	Dimensionnement de l'alternateur.....	140
II.4	Étude de la commande optimale	141
II.5	Choix et dimensionnement du système de stockage d'énergie	143
II.6	Dimensionnement de l'électronique de puissance.....	146
II.6.1	Convertisseur DC/DC.....	147
II.6.2	Redresseur.....	149
II.6.3	Onduleur.....	150
II.7	Structure de contrôle	152
III	Réalisation du prototype.....	153
IV	Conclusion	156



I Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons montré que des gains assez conséquents pouvaient être obtenus avec la structure de groupe électrogène étudiée. Nous avons donc décidé de réaliser un démonstrateur dans le but de valider les résultats de simulation sur une application concrète. Afin de réduire les coûts du prototype, la puissance de dimensionnement est choisie comme étant la plus faible possible et nous nous limiterons à quelques dizaines de kilowatts.

Nous souhaitons étudier la consommation des groupes électrogènes sur des profils de charge bien définis. Nous devons donc être en mesure de contrôler totalement la charge afin de recréer les profils souhaités. Si nous observons la structure de groupe électrogène hybride, on remarque que si l'onduleur est connecté à un réseau triphasé, il peut nous permettre de piloter les flux de puissance échangés avec le réseau.

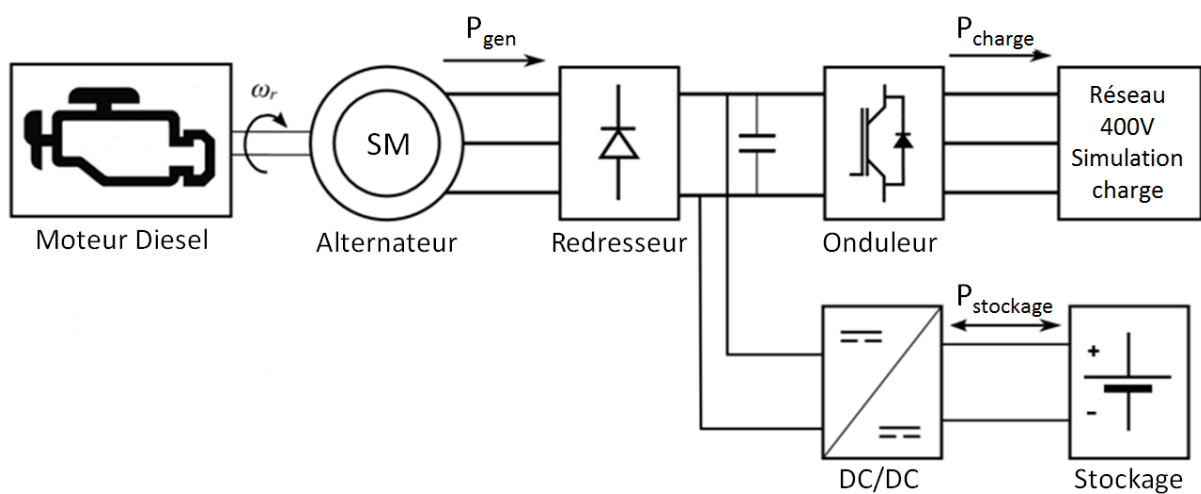


Figure 89 - Synoptique du prototype avec un système hybride

Nous garderons donc la structure de redresseur associé à l'onduleur sans se servir du convertisseur DC/DC pour piloter les flux de puissance de la charge dans le cas de l'étude du groupe classique.

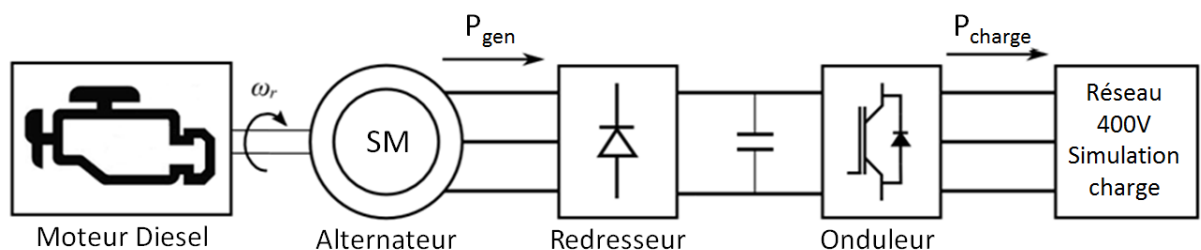


Figure 90 - Synoptique du prototype avec un système classique

Ce prototype a pour objectif de valider les gains sur la consommation obtenue en simulation. Son dimensionnement ne sera donc pas nécessairement optimum pour l'ensemble des profils de charge étudiés mais il nous permettra de valider les résultats de simulations sur divers profils de charge.

Nous verrons donc dans un premier temps les choix qui ont été faits sur le dimensionnement du système ainsi que la réalisation du prototype. Nous définirons ensuite un protocole d'essai qui nous



permettra de valider nos résultats de simulation. Nous verrons en fin de ce chapitre quelques résultats expérimentaux.

II Dimensionnement et réalisation du prototype de groupe hybride

Nous verrons dans cette partie le dimensionnement de chaque élément constituant le groupe hybride à savoir le moteur diesel, l'alternateur, le système de stockage d'énergie, le redresseur, le convertisseur DC/DC et l'onduleur.

II.1 Moteur diesel

II.1.1 Choix des moteurs diesel

Plusieurs groupes électrogènes sont à disposition dans les locaux de l'entreprise Leroy Somer. Dans le but de construire un démonstrateur à puissance réduite, nous choisirons les moteurs des groupes électrogènes de faibles puissances. Nous avons alors à notre disposition un groupe de 60kVA – 48kW, un groupe de 30kVA – 24kW et un dernier de 18kVA – 14.4 kW. Les deux groupes de 24kW et 14.4 kW nous semblent intéressants pour évaluer le système de groupe électrogène hybride. Le premier groupe de 24kW pourra servir de référence pour évaluer la consommation de carburant dans le cas de l'utilisation d'un groupe traditionnel. Le second groupe de 14.4kW pourra être associé à un système de stockage d'au moins 10kW pour évaluer les performances d'un groupe hybride. Nous retiendrons alors les groupes suivants :



Figure 91 - Moteur Perkins 1103A-33G (14.4kW)



Figure 92 - Moteur Lombardini LDW 1603 (24kW)

Par souci de mise en œuvre, les groupes électrogènes ne pourront être utilisés qu'à vitesse fixe car nous n'avons pas la main sur le contrôle du moteur diesel. Ceci pourra faire l'objet de futures expérimentations. Ce n'est pas un problème en soit car les résultats d'optimisations montrent qu'avec un stockage suffisant, le moteur diesel n'est quasiment utilisé que sur un point de fonctionnement à vitesse fixe.



II.1.2 Mesure de la consommation de carburant.

Pour mesurer la consommation de carburant, nous utiliserons un débitmètre DFM branché sur le circuit d'injection. Les moteurs diesel ont une consommation de 15L/h à pleine charge, nous nous tournerons donc vers le modèle DMF50 qui est le calibre le plus petit et permet une mesure de débit comprise entre 1L/h et 50l/h. Nous avons également besoin d'enregistrer la mesure de débit en temps réel, nous utiliserons donc le modèle qui dispose d'une sortie d'impulsion qui nous permettra grâce à un compteur d'impulsions d'enregistrer la mesure en temps réel.

Un moteur diesel moderne n'utilise pas tout le carburant aspiré par la pompe à injection pour la combustion. En effet, une partie du carburant sert au refroidissement de la pompe elle-même et est renvoyé dans le réservoir. Voici le schéma typique du circuit d'injection d'un moteur diesel.

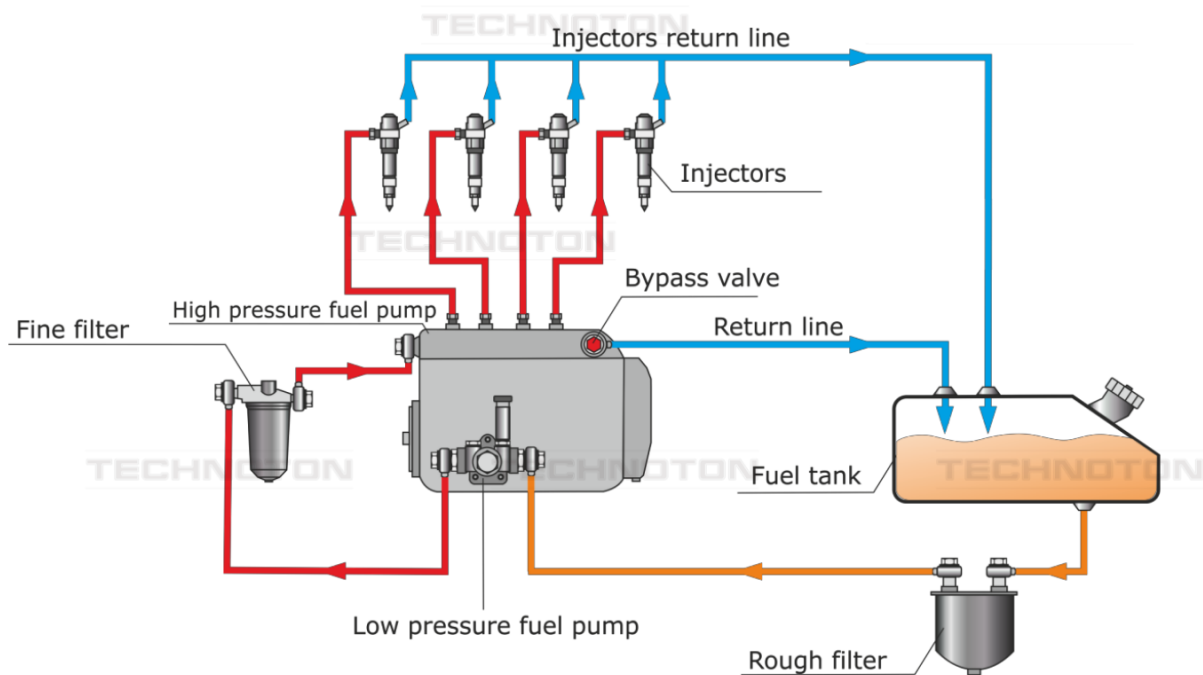


Figure 93 - Schéma typique du circuit d'injection d'un moteur diesel extrait de la documentation technique du débitmètre

Dans le but d'évaluer précisément la consommation de carburant, nous aurons donc besoin de deux débitmètres pour effectuer une mesure différentielle entre le carburant aspiré par la pompe à injection et celui rejeté par la ligne de retour.

II.2 Choix du profil de charge

Le choix du profil est très important pour les gains de réduction de carburant. Nous avons vu dans le chapitre précédent que l'hybridation du groupe électrogène est d'autant plus intéressante que le facteur de charge du profil est faible. Nous chercherons alors à évaluer le prototype de groupe hybride sur un profil de charge aléatoire avec un facteur de charge de 30%. Une application particulière a également retenu notre attention. Il s'agit de l'application des grues portuaires. En effet, cette application a la particularité d'être très fortement cyclée avec un facteur de charge très faible. De plus, une phase régénérative est également possible lors de la descente d'un container. Pour évaluer le fonctionnement traditionnel, nous avons choisi un groupe d'une puissance de 24kW.



Les profils de charge sur lesquels nous évaluons notre système ne devront donc pas dépasser cette puissance maximale.

II.2.1 Profil aléatoire

Pour rappel, le profil aléatoire est un profil généré de manière aléatoire avec une puissance moyenne égale à 30% de sa puissance maximale. Le profil de charge est visible sur la figure 94. Afin de réduire la capacité du système de stockage, nous réduirons le pas de temps de la discrétisation du profil à 10 minutes. Ceci réduit également le temps du profil à 8h.

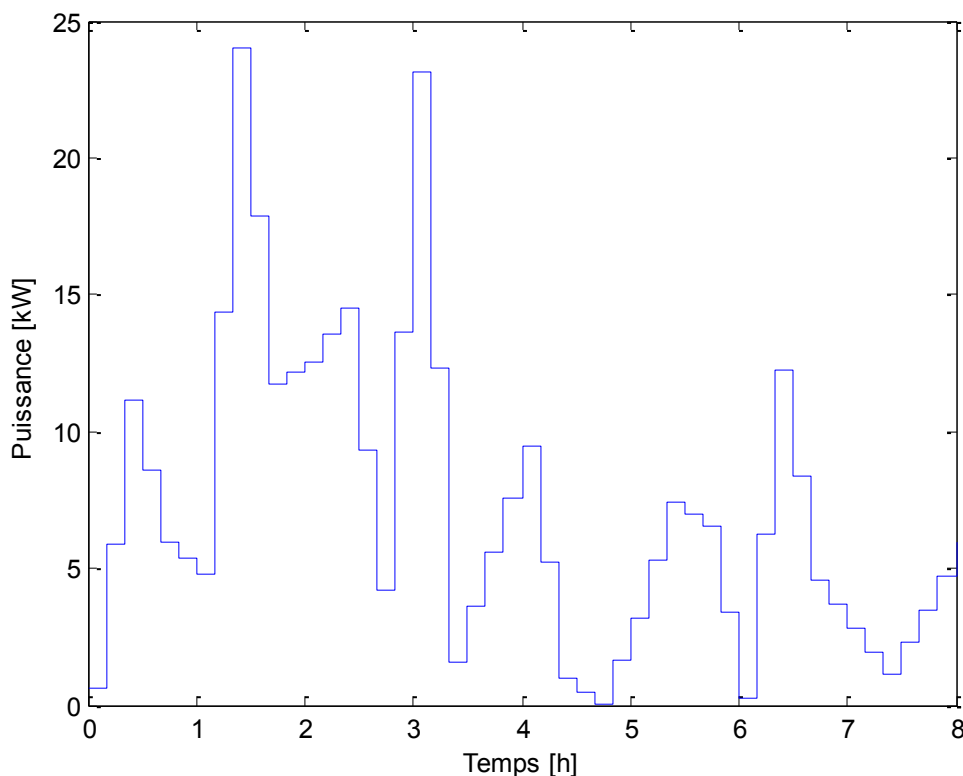


Figure 94 - Profil de charge aléatoire avec un facteur de charge de 30%

Rappelons maintenant les caractéristiques du profil de l'application grue portuaire.

II.2.2 Profil grue portuaire

Ce profil est constitué de l'alternance de pics de puissance positive correspondant à la montée d'un container et de pics de puissance négative correspondant à la descente de celui-ci. Ces pics de puissance peuvent durer entre 30 et 60 secondes et ils se répètent toutes les 3 à 5 minutes. Une alternance de pics positifs et négatifs est visible sur la figure 95. Là encore nous avons réduit la puissance maximale du profil à 24kW de manière à pouvoir fournir cette puissance avec le groupe électrogène classique.

Dans le cas de l'application concrète, la puissance lors de la descente d'un container est dissipée dans une résistance de freinage. Le système hybride aura alors un avantage supplémentaire avec la possibilité de récupérer une partie de cette énergie.



Lors des essais nous pourrons distinguer deux cas : l'un où la récupération d'énergie sera impossible et l'autre où nous l'autoriserons, ce qui sera sans doute le cas le plus favorable.

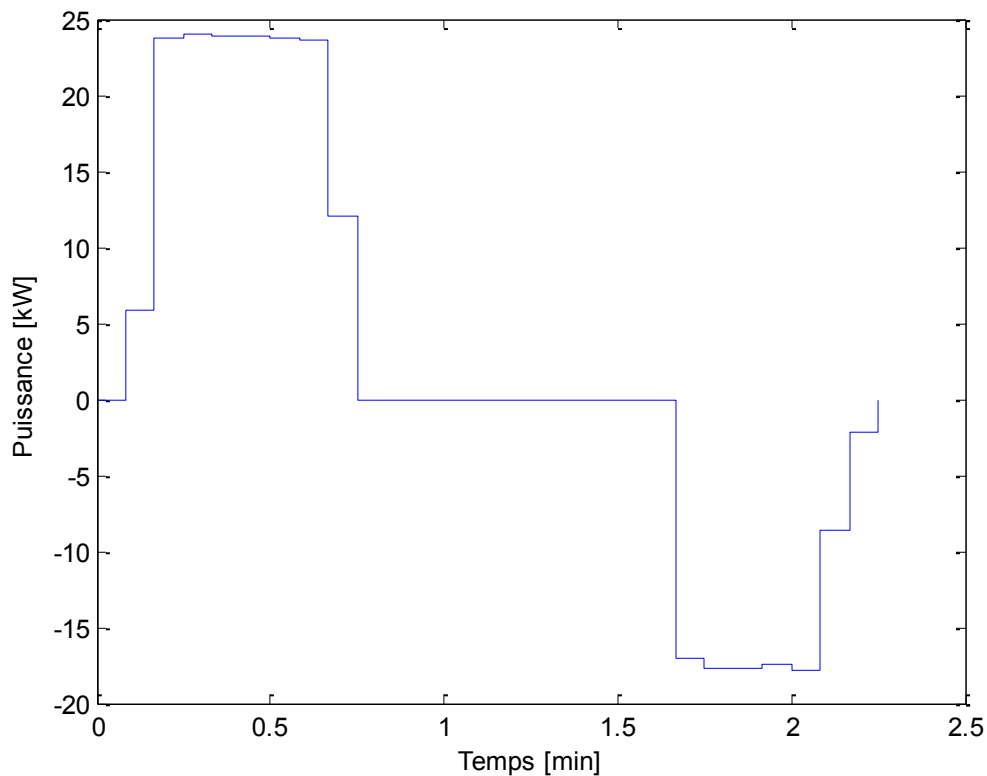


Figure 95 - Profil de charge de grue portuaire réduit à une puissance maximale de 24kW

Nous chercherons donc à dimensionner le prototype de groupe hybride pour simuler le comportement du profil de charge aléatoire et celui des grues portuaires. Par la suite, nous pourrons bien sûr évaluer d'autres profils si le prototype le permet.

II.3 Dimensionnement de l'alternateur

Nous avons vu que pour pouvoir comparer la structure hybride à celle traditionnelle, nous utiliserons deux groupes électrogènes de puissance différente. Deux machines seront alors bobinées, une LSA 423 L8 de 18kVA pour le groupe hybride et une autre LSA 423 M2 de 30kVA pour le groupe traditionnel.



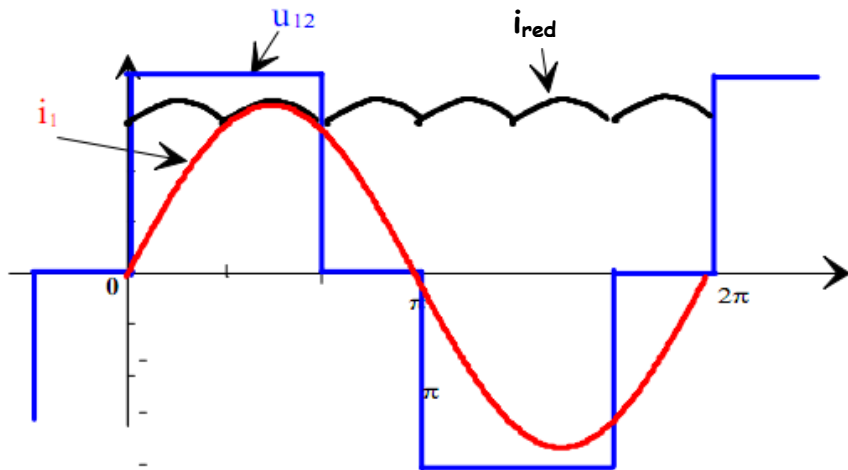


Figure 96 - Forme d'onde des tensions de l'alternateur

L'alternateur est relié directement à un pont de diode. Au vu du comportement inductif de la machine synchrone, le pont de diode fonctionne en redresseur de courant et la forme d'onde appliquée aux enroulements de l'alternateur est de la forme de signaux rectangulaires qui ont pour valeurs maximales et minimales $+V_{bus}$ et $-V_{bus}$. La tension de bus nominale est de 700V ce qui donne une tension efficace d'environ 550V aux bornes de l'alternateur.

$$U_{eff_alt} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi\sqrt{2}} V_{bus} = 546V \quad (115)$$

Les deux machines devront donc être bobinées pour supporter ce niveau de tension.

II.4 Étude de la commande optimale

Nous cherchons à dimensionner le prototype de manière à ce qu'il possède la plus faible quantité de stockage de manière à réduire ses coûts. Néanmoins, nous devons choisir un dimensionnement qui correspond à une utilisation du groupe électrogène à vitesse constante car nous ne pouvons contrôler celle-ci facilement. Ceci se produit pour de fortes valeurs de capacité de stockage. Un compromis devra donc être fait.

Pour estimer les besoins d'énergie de l'application, nous effectuons une optimisation de la stratégie de commande pour un dimensionnement utilisant une batterie au plomb avec une forte capacité d'énergie. Cela nous permet de connaître la répartition optimale des flux de puissance dans le cas du dimensionnement pour un groupe hybride disposant d'une forte capacité de stockage et d'en déduire les besoins énergétiques dans cette configuration. La répartition des flux de puissance obtenue est visible sur la figure 97.

Nous utiliserons les valeurs de dimensionnement décrites dans le Tableau 5. La batterie a donc une capacité de $N_s V_{cellule} C_{10} = 60kWh$ avec $V_{cellule} = 2V$.

Vbus	PdimMoteur	Ns	C10	UdimAlt	PdimAlt
700 V	24 kW	150	200 Ah	550 V	14.4 kW

Tableau 5 - Dimensionnement groupe hybride avec batterie au plomb de forte capacité



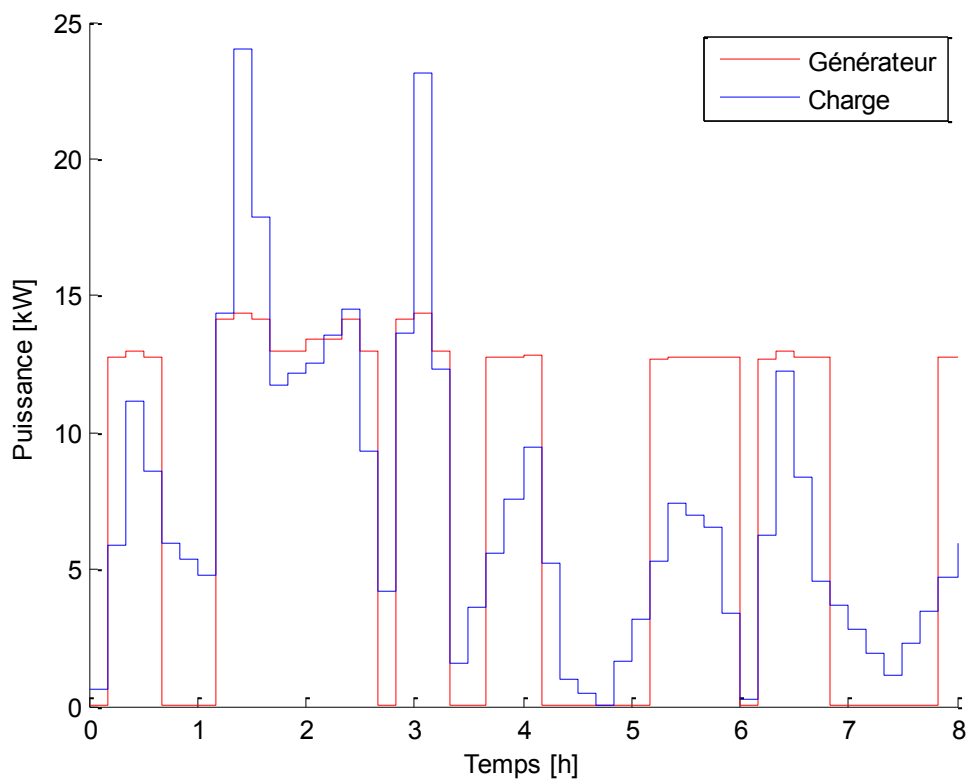


Figure 97 - Profil de charge et puissance générée par le groupe électrogène

On remarque bien que la puissance fournie par le générateur est de type TOR (Tout Ou Rien) avec une puissance proche de 14kW lorsqu'il fonctionne. Vérifions si les hypothèses retenues sur la vitesse de rotation du moteur diesel sont validées en regardant son évolution au court du profil de charge sur la figure 98.



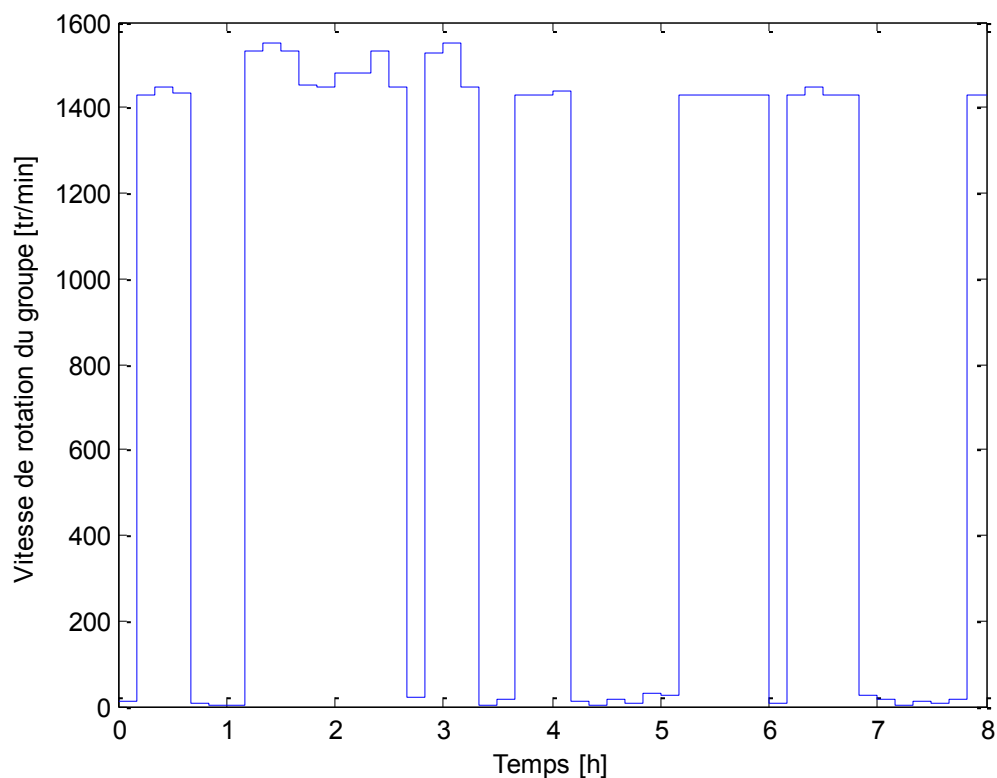


Figure 98 - Vitesse de rotation du moteur diesel

Nous vérifions bien que le moteur diesel fonctionne à vitesse quasiment constante lorsqu'il est associé à un système de stockage de forte capacité. On observe donc bien un fonctionnement « tout ou rien » qui est réalisable avec un groupe classique sans avoir besoin d'avoir la main sur le contrôle de vitesse de celui-ci.

II.5 Choix et dimensionnement du système de stockage d'énergie

Pour choisir la technologie du système de stockage et le dimensionner, nous devons définir les caractéristiques nécessaires en termes de puissance et de capacité d'énergie devant être stockée.

Pour cela, nous pouvons regarder la manière dont est utilisée la batterie au plomb dans le système hybride étudié précédemment. Comme on peut le voir à la figure 99, la puissance délivrée ou absorbée par la batterie est au maximum de 10kW. Nous pouvons également regarder l'évolution de l'état de charge de la batterie pour déterminer les besoins en capacité d'énergie.



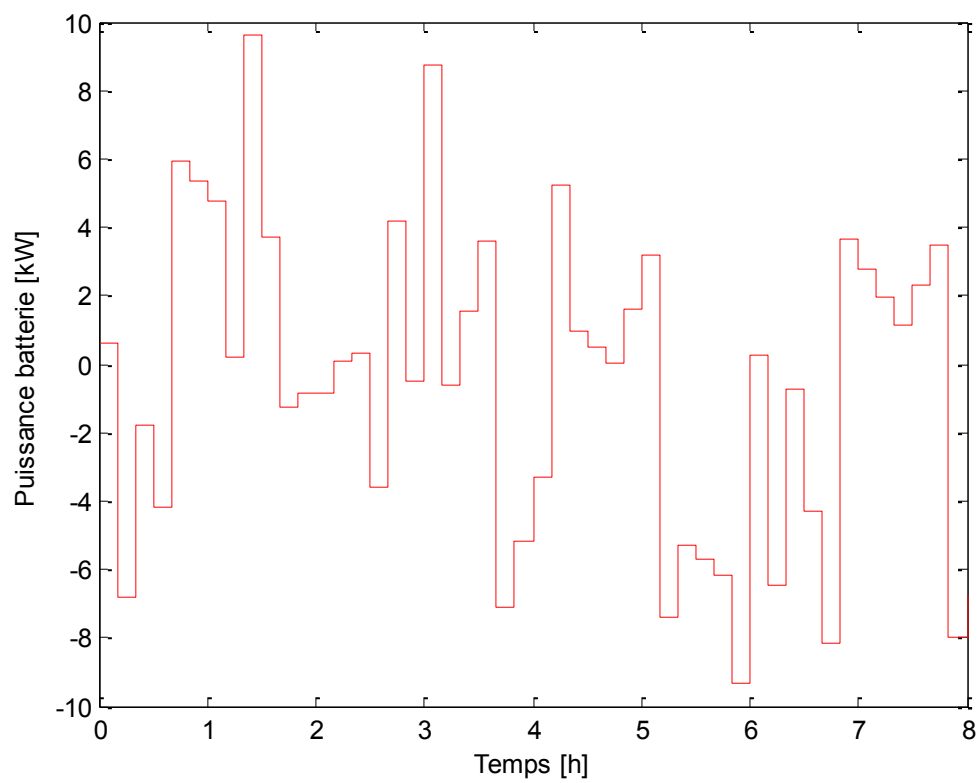


Figure 99 - Puissance délivrée ou absorbée par la batterie

On remarque que la puissance de charge ou de décharge est d'environ 10kW. L'évolution de l'état de charge de la batterie est visible sur la figure 100.



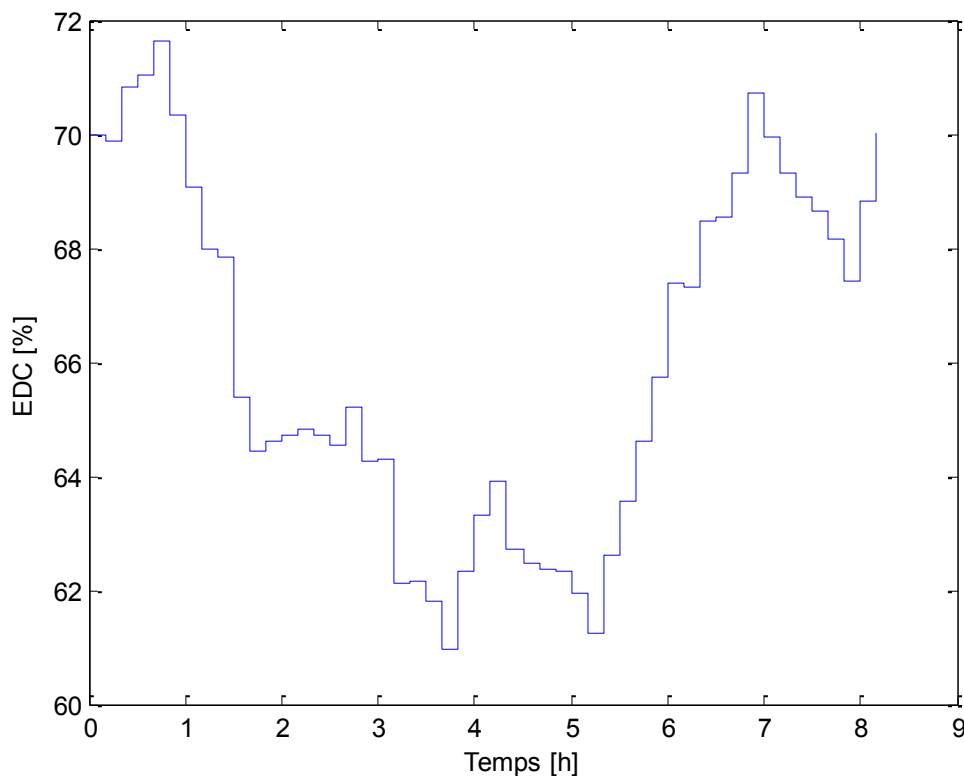


Figure 100 - Evolution de l'état de charge de la batterie

La capacité nominale de la batterie est de 60kWh, la variation d'état de charge est de 11% soit 6.6kWh. Nous aurons donc besoin du système de stockage de 10kW en puissance de charge/décharge ainsi qu'environ 7kWh de capacité de stockage utile.

Bien que dans nos travaux, nous ayons seulement modélisé la technologie de batterie au plomb, nous utiliserons pour notre prototype des modules lithium-ions qui semblent mieux adaptés à l'utilisation demandée. Nous définirons alors les besoins du système de stockage lithium suivant les caractéristiques utiles du système plomb qui est largement surdimensionné dans la simulation précédente.

La technologie lithium-ion possède un domaine d'utilisation compris entre 20% et 90% d'état de charge. Nous aurons donc besoin d'un système de 10kWh – 10kW pour subvenir aux besoins de l'application. Nous ne souhaitons pas utiliser le convertisseur DC/DC avec un ratio trop important pour ne pas dégrader son rendement. La tension de bus devant être au moins de 680V pour recréer une tension triphasée de 400V en sortie de l'onduleur, nous imposerons une tension du système de stockage supérieure à 200V.

Après une étude auprès de différents constructeurs, nous nous sommes tournés vers la société Saft qui dispose de modules de batteries répondants à nos besoins. Ces modules disposent d'un système de protection intégré autorisant une mise en série de modules. Le système de protection est appelé BMS pour *Battery Management System*.



Le choix du système se porte sur les modules Synerion 48E qui sont des modules 48V – 2,2kW – 2kWh. Ces modules sont visibles sur la figure 101. Le BMS des modules nous autorise à mettre jusqu'à six modules en séries pour obtenir un ensemble de 12kW – 12kWh avec une tension de 300V. L'énergie totale de 12kWh répond à la demande du profil aléatoire retenu pour une utilisation avec un état de charge compris entre 30% et 90%. La puissance de 12kW en charge et en décharge est également suffisante pour répondre aux besoins des deux profils. La tension d'utilisation est comprise entre 252V et 336V ce qui est compatible avec le souhait d'avoir une tension minimale de 200V.



Figure 101 - Modules Synerion

Une autre application qui nous semble intéressante est celle des grues portuaires. Nous pouvons alors vérifier si le dimensionnement précédent peut nous permettre de l'utiliser sur un profil type de grue portuaire. De la même manière que précédemment, le profil de référence devra être fourni par le groupe de 24kW. Nous devons donc utiliser un profil d'une puissance maximale de 24kW. En utilisant le groupe de 14kW pour le groupe hybride, le dispositif de stockage devra donc fournir la puissance dépassant les 14kW.

Pour évaluer le cas de l'application grue portuaire, nous pouvons considérer que les batteries doivent fournir 10kW durant 30sec à 1min. Ce qui donne entre 0.8 à 0.16 kWh. Cette quantité d'énergie est très faible par rapport à l'application précédente et nous serons donc en mesure d'étudier le profil de grue portuaire avec notre prototype.

II.6 Dimensionnement de l'électronique de puissance

Cette partie traite du dimensionnement de chacun des convertisseurs utilisés ainsi que leurs éléments de filtrage associés. Nous avons vu précédemment que l'algorithme d'optimisation tend vers les valeurs de bus continu les plus faibles. Cette valeur doit au moins être supérieure à 680V pour que l'onduleur puisse recréer une tension triphasée de 400V efficace. Les différents convertisseurs sont alors dimensionnés pour une tension nominale de 700V.



II.6.1 Convertisseur DC/DC

Le convertisseur DC/DC est constitué d'un onduleur 3 bras associé à 3 inductances selon le schéma de principe décrit à la figure 102.

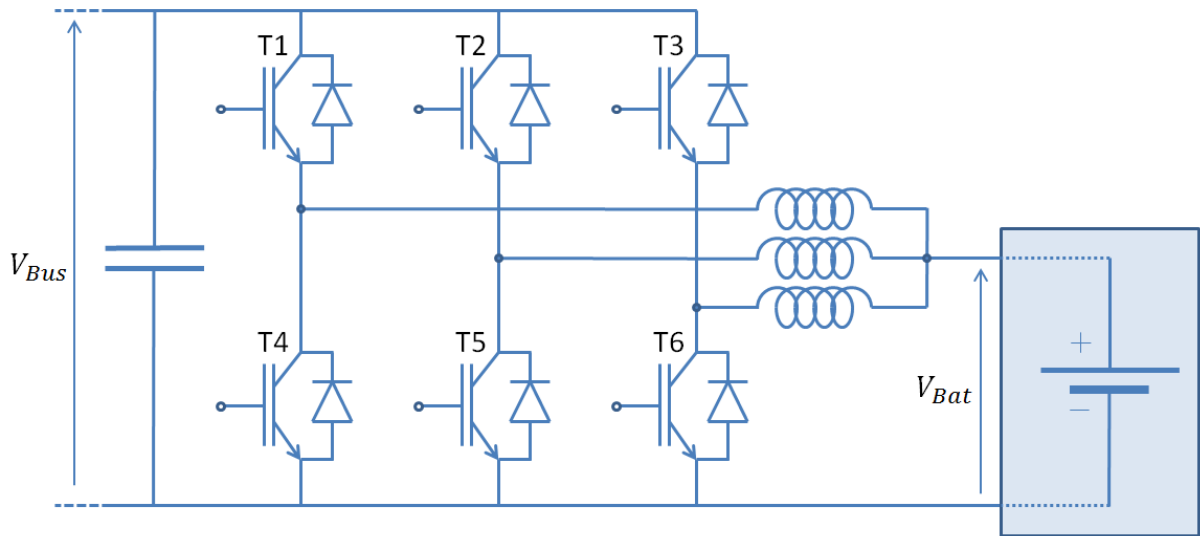


Figure 102 - Convertisseur DC/DC entrelacé à 3 bras

Le constructeur donne un courant maximum d'utilisation des batteries de 60A, la structure de convertisseur DC/DC entrelacé à 3 bras nous impose donc de dimensionner le convertisseur à un minimum de 20A par bras. La société Saft préconise une ondulation de courant pour ses modules limitée à 5% du courant I10. Le courant I10 est de 20A pour les modules Synerion 48E, nous devons donc limiter l'ondulation de courant dans les modules de batteries à 1A.

L'ondulation de courant dans un bras est visible à la figure 103.

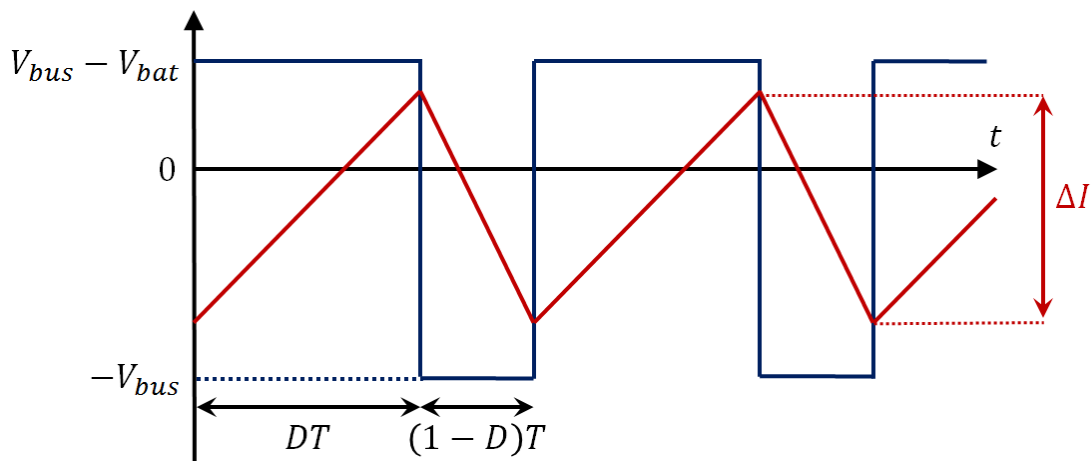


Figure 103 – Tension et courant aux bornes de l'inductance

On montre que l'ondulation de courant ΔI peut s'écrire suivant l'équation (117).

$$\Delta I = \frac{\alpha(1 - \alpha)V_{bus}}{L \cdot f_c} \quad (116)$$



Le maximum de l'ondulation de courant est donc obtenu pour $\alpha = 0.5$. La commande des 3 bras de l'onduleur de manière décalée ou entrelacée permet de réduire l'ondulation de courant vu par la charge. Nous avons vu au chapitre 2 que l'ondulation maximale de courant en sortie du convertisseur s'exprime sous la forme suivante avec n_b le nombre de bras de l'onduleur, L l'inductance de chaque bras et f_c la fréquence de découpage.

$$\Delta I = \frac{V_{bus}}{4 L f_c n_b^2} \quad (117)$$

D'après l'équation (3) et en prenant $\Delta I = 1A$, $V_{bus} = 700V$, $n_b = 3$ et $f_c = 6kHz$, on obtient la valeur d'inductance minimale requise :

$$L = \frac{V_{bus}}{4 \Delta I f_c n_b^2} = 3.2mH \quad (118)$$

Regardons maintenant le dimensionnement du condensateur de bus du convertisseur DC/DC. L'ondulation de tension sur le bus continu peut s'exprimer suivant l'équation (5) avec I_0 le courant de charge prélevé sur le bus continu :

$$\Delta V = \frac{(1 - \alpha)I_0}{C_{bus} f_c} \quad (119)$$

Ceci nous permet d'exprimer la capacité de bus en fonction de l'ondulation de tension souhaitée. Nous la fixerons à 5% de la tension de bus soit 35V. Nous obtenons alors une capacité de bus de 52 μF avec $\Delta V = 35V$, $V_{bus} = 700V$, $I_0 = 17A$, $V_{bat} = 250V$ et $f_c = 6kHz$.

$$C_{bus} = \frac{\left(1 - \frac{V_{bat}}{V_{bus}}\right) I_0}{\Delta V f_c} = 52\mu F \quad (120)$$

Dans le cas d'un convertisseur mono-bras, le courant vu par le condensateur est décrit à la figure 104.

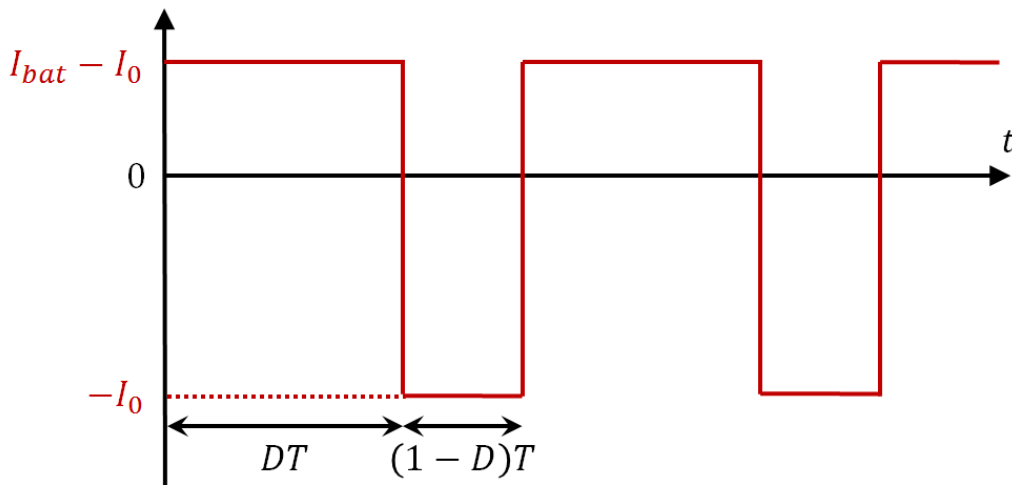


Figure 104 - Courant traversant le condensateur de bus

Nous pouvons alors en calculer sa valeur efficace :



$$I_{C_{bus}eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_{C_{bus}}(t) \cdot dt} = 45A \quad (121)$$

II.6.2 Redresseur

La puissance du redresseur doit être de 24kW dans le cas du groupe traditionnel car il transite toute la puissance mais nous pouvons nous contenter de 14.4kW dans le cas du groupe hybride. Dans le but de n'utiliser qu'un seul convertisseur pour les deux situations, nous dimensionnerons le redresseur pour la puissance la plus importante.

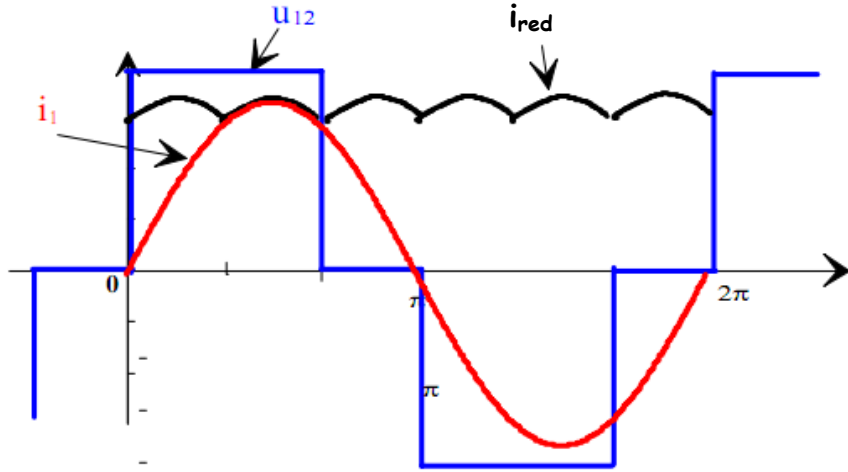


Figure 105 - Courant redressé

Le courant redressé est le maximum du courant des trois phases et est donc égal au courant sinusoïdal de $\theta = \frac{\pi}{3}$ à $\theta = \frac{2\pi}{3}$,

$$I_{red} = I_0 \sin(\theta) \quad (122)$$

Le courant moyen sur cette période vaut alors :

$$\langle I_{red} \rangle = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}}^{\frac{2\pi}{3}} I_0 \sin(\theta) d\theta = \frac{3}{\pi} I_0 \quad (123)$$

On peut alors exprimer le courant vu par le condensateur comme étant la différence entre le courant redressé et le courant moyen. Ceci nous permet de calculer le courant efficace vu par le condensateur :

$$I_{eff} = I_0 \sqrt{\frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{3}}^{\frac{2\pi}{3}} \left(\sin(u) - \frac{3}{\pi} \right)^2 du} \cong 0.04 I_0 = 1.4A \quad (124)$$

Le condensateur ne verra alors que 4% du courant maximum du redresseur. On déduit de l'expression du courant traversant le condensateur, l'expression de la tension aux bornes du condensateur :



$$V_{C_{bus}}(\theta) = V_{C_{bus}0} + \int_{\frac{\pi}{3}}^{\theta} \frac{I_0 \left(\sin(u) - \frac{3}{\pi} \right)}{C_{bus}} du \quad (125)$$

On en déduit l'expression de la tension aux bornes du condensateur :

$$V_{C_{bus}}(\theta) = V_{C_{bus}0} - \frac{I_0(6\theta - 3\pi + 2\pi \cos(\theta))}{2\pi C_{bus}} \quad (126)$$

En dérivant l'expression précédente puis en cherchant les valeurs pour lesquelles la dérivée s'annule, on obtient les valeurs extrêmes de la tension et on peut exprimer la variation de tension suivant l'équation (13) :

$$\Delta V = \frac{2\sqrt{1 - \frac{9}{\pi^2}} - 3 + \frac{6 \text{ArcSin}\left(\frac{3}{\pi}\right)}{\pi}}{2\pi f C_{bus}} I_0 \quad (127)$$

D'après l'équation (13), on peut évaluer la valeur du condensateur minimale nécessaire pour le redresseur :

$$C_{bus} = \frac{2\sqrt{1 - \frac{9}{\pi^2}} - 3 + \frac{6 \text{ArcSin}\left(\frac{3}{\pi}\right)}{\pi}}{2\pi f \Delta V} I_0 \cong \frac{0.018 I_0}{2\pi f \Delta V} = 56\mu F \quad (128)$$

Avec $I_0 = 35$, $f = 50\text{Hz}$ et $\Delta V = 35\text{V}$, on obtient $C_{bus} = 56\mu F$.

II.6.3 Onduleur

L'onduleur voit quant à lui dans les deux modes de fonctionnement une puissance maximale égale à la puissance maximale de la charge. L'onduleur devra donc être dimensionné pour 24kW. Soit pour un courant nominal de 35A sur un réseau triphasé 400V. Le dimensionnement des éléments de filtrage n'est plus aussi simple que précédemment et la notion de qualité intervient avec le taux de distorsion harmonique (THD). Nous suivrons pour cette partie une règle de dimensionnement relevant des habitudes expérimentales :

On admettra que 3% de chute de tension est acceptable aux bornes de l'inductance du filtre sinus. Ceci nous fixe la valeur de l'inductance suivant l'équation suivante :

$$\Delta V = I_0 \cdot L_f \cdot \omega_r \quad (129)$$

On obtient finalement :

$$L_f = \frac{\Delta V}{I_0 \cdot \omega_r} = \frac{3\% \cdot U_0}{I_0 \cdot \omega_r} = 1.09\text{mH} \quad (130)$$



Nous fixerons l'inductance de filtrage L_f à 1mH. La valeur du condensateur du filtre sinus est alors choisie de manière à placer la fréquence de coupure du filtre à au moins la fréquence de découpage divisée par 4. En prenant une fréquence de découpage de 6kHz, on obtient pour les condensateurs :

$$C_f = \frac{1}{L_f \cdot \omega_0^2} = \frac{1}{L_f \cdot (\frac{\omega_c}{4})^2} = 11.26\mu F \quad (131)$$

La valeur de condensateur la plus proche disponible en stock est de 20μF soit une fréquence de coupure de 1125 Hz. Nous prendrons donc ces condensateurs pour réaliser notre filtre sinus. Après simulation sous LTspice, on trouve un courant efficace de 35A pour les inductances du filtre et 5.4A pour les condensateurs au point de fonctionnement nominal. On pourra noter également que le THD en tension à pleine charge est de 2.18% ce qui est tout à fait correct.

Dans le pire des cas, le condensateur du bus continu devra tenir la chute de tension sur une période complète de découpage. On peut donc évaluer une valeur de condensateur qui sera suffisante avec la formule suivante :

$$\Delta V = \frac{I_0}{C_{bus} f_c} \quad (132)$$

Avec $I_0 = 35A$, $f_c = 8kHz$ et $\Delta V = 35V$:

$$C_{bus} = \frac{I_0}{\Delta V f_c} = 125\mu F \quad (133)$$

D'après les simulations effectuées avec LTSpice, le courant prélevé sur le bus continu à pleine charge a une composante non continue de 72A efficace.

Dimensionnement du condensateur de bus :

Nous avons vu pour chacun des trois convertisseurs les besoins spécifiques du condensateur du bus continu. Dans le pire cas , le redresseur, le convertisseur DC/DC et l'onduleur solliciteront le condensateur au même instant. Nous choisirons donc un condensateur dont la valeur soit au moins égale à la somme des besoins de chaque convertisseur.

$$C_{bus} = C_{bus_red} + C_{bus_dc} + C_{bus_ond} \quad (134)$$

$$C_{bus} = 56\mu F + 52\mu F + 125\mu F = 233\mu F \quad (135)$$

De la même façon, le courant efficace devra être au moins égal au courant suivant.

$$I_{eff_Cbus} = \sqrt{I_{eff_Cbus_red}^2 + I_{eff_Cbus_dc}^2 + I_{eff_Cbus_ond}^2} \quad (136)$$

$$I_{eff_Cbus} = 85A \quad (137)$$



Cette capacité sera réalisée par la mise en parallèle de 24 condensateurs EPCOS – 1000V–10A–10 μ F, nous donnant un total de 240 μ F et 240A. L'ensemble des convertisseurs est réalisé avec des sous-ensembles existants dans les produits commercialisés pour les variateurs de Leroy Somer.

II.7 Structure de contrôle

L'ensemble du système devra être piloté. On pourra noter l'existence de boucles de régulations internes nécessaires à la stabilité du système et d'autres utiles au pilotage de l'ensemble du système.

On distinguera deux modes de fonctionnement :

- **Mode traditionnel** : Ce mode correspond à la simulation d'un groupe traditionnel. L'électronique de puissance ne sert ici qu'à simuler un profil de charge donné. La régulation du bus DC se fait via le régulateur de l'alternateur. L'onduleur contrôle quant à lui la puissance délivrée au réseau.

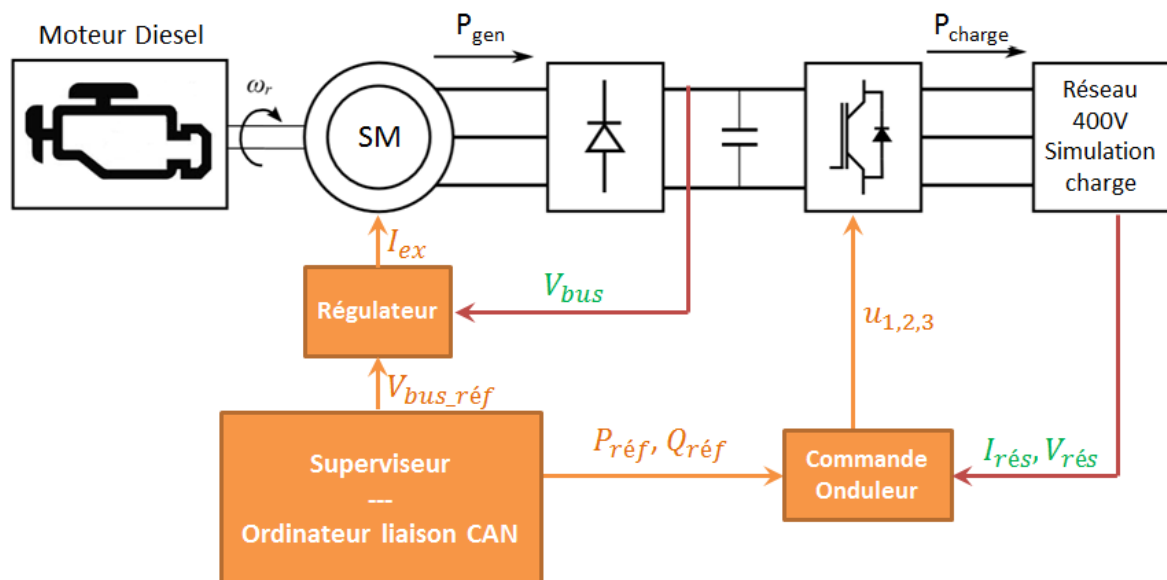


Figure 106 - Structure de contrôle du mode traditionnel

- **Mode hybride** : Ce mode correspond à l'utilisation du groupe électrogène avec le système de stockage. C'est ce mode dont nous voulons évaluer les performances énergétiques. La régulation du bus continu se fait cette fois par le convertisseur DC/DC via le système de stockage d'énergie. L'onduleur contrôle cette fois encore la puissance délivrée au réseau. Le groupe électrogène fonctionnera en mode tout ou rien en fonction de la puissance de la charge et de l'état de charge de la batterie.



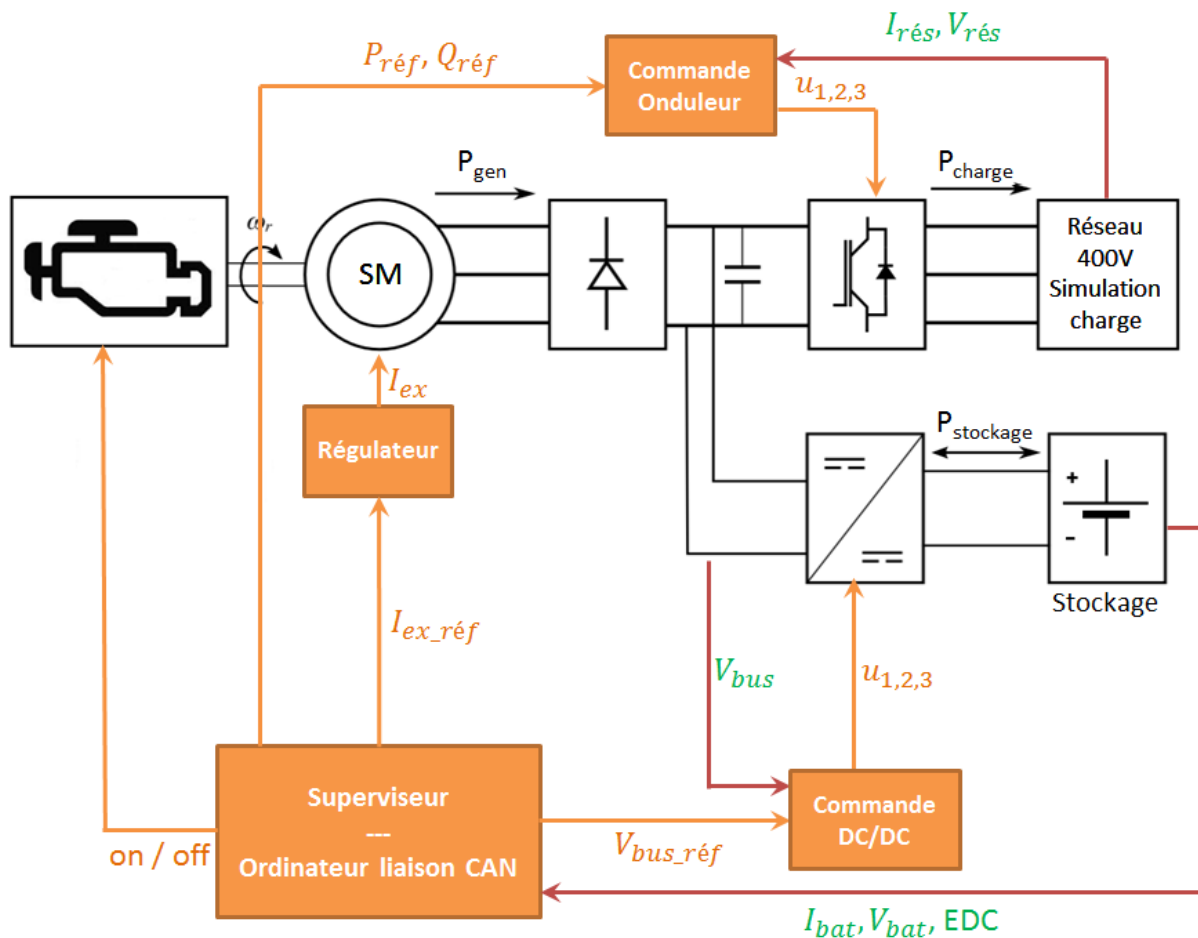


Figure 107 - Structure de contrôle du mode hybride

On remarque donc la nécessité pour un tel système que chaque élément puisse communiquer avec les autres. Le fonctionnement de la batterie nécessite par sa fabrication une communication CANOpen pour fonctionner en toute sécurité. C'est donc ce protocole qui sera retenu pour l'ensemble du système. Les variateurs Leroy Somer disposent d'une option leur permettant une communication CANOpen et le régulateur D510 de l'alternateur dispose quant à lui d'une communication J1939. Nous utiliserons alors un PC avec un convertisseur USBtoCAN pour superviser l'ensemble. Pour ce faire, nous avons développé une application qui permet d'envoyer les ordres de commande de manière à commander le système de façon automatisée. Ceci permet de créer les profils de charge reproductibles à l'identique de manière à comparer la structure de groupe électrogène hybride à la structure de groupe électrogène classique. L'application permet également de surveiller l'ensemble des paramètres de la batterie, des convertisseurs électroniques et de l'alternateur.

III Réalisation du prototype

La réalisation du prototype ayant pris plus de temps que nous l'ayons espéré, nous ne présenterons pas les résultats sur les performances en consommation de carburant du groupe hybride qui sont actuellement en cours de réalisation. Nous présenterons alors quelques photos du dispositif réalisé. On peut voir à la figure 108 une première armoire contenant l'ensemble des convertisseurs



électroniques ainsi qu'une deuxième contenant les 6 modules de batterie lithium-ions associés à leur BMS.

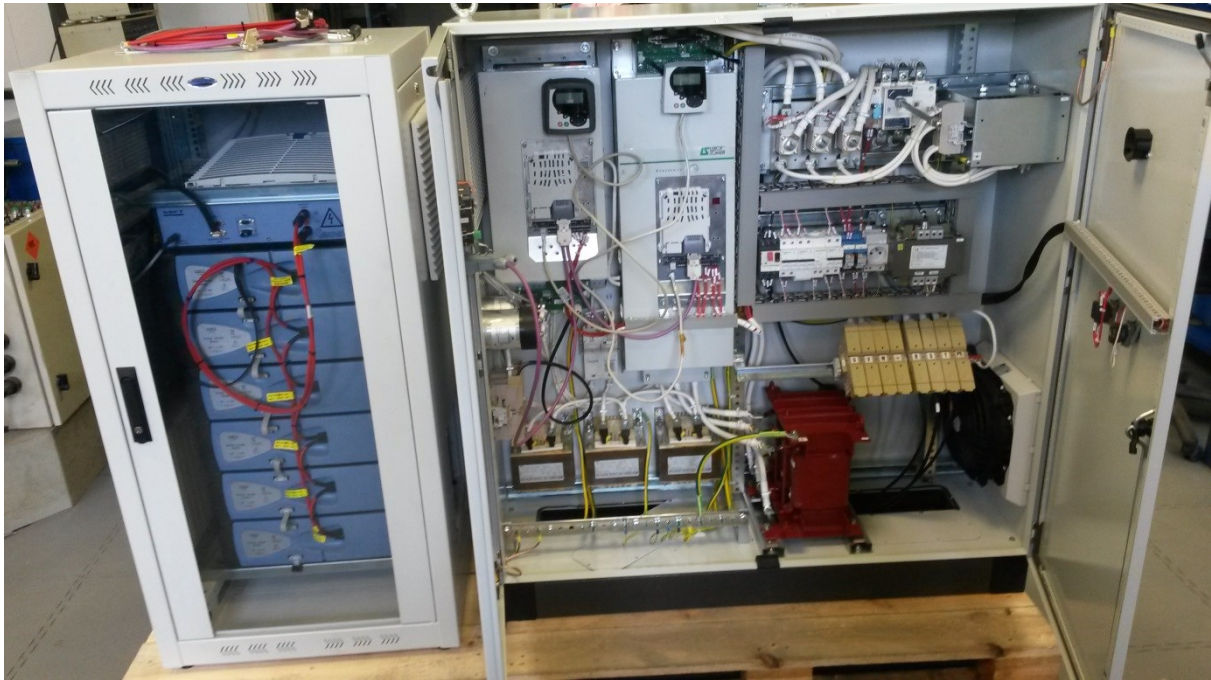


Figure 108 - Prototype : Convertisseurs électroniques et système de stockage

Comme nous l'avons dit précédemment, le module de supervision du système de stockage au lithium doit communiquer avec le reste du système de manière à protéger ses modules. Cette communication est faite grâce à une application qui supervise l'ensemble du prototype. On peut voir à la figure 109, l'interface graphique du logiciel de supervision. Celui-ci permet à l'utilisateur d'observer un ensemble de paramètres d'état de chaque sous-système. Il permet également d'envoyer des ordres de consignes manuels aux différents éléments.

Dans le but d'étudier les performances en consommation de carburant du groupe hybride, nous pouvons également choisir un profil de charge défini préalablement. Le logiciel de supervision enverra alors automatiquement les consignes afin de fournir la puissance demandée par la charge tout en minimisant la consommation de carburant.



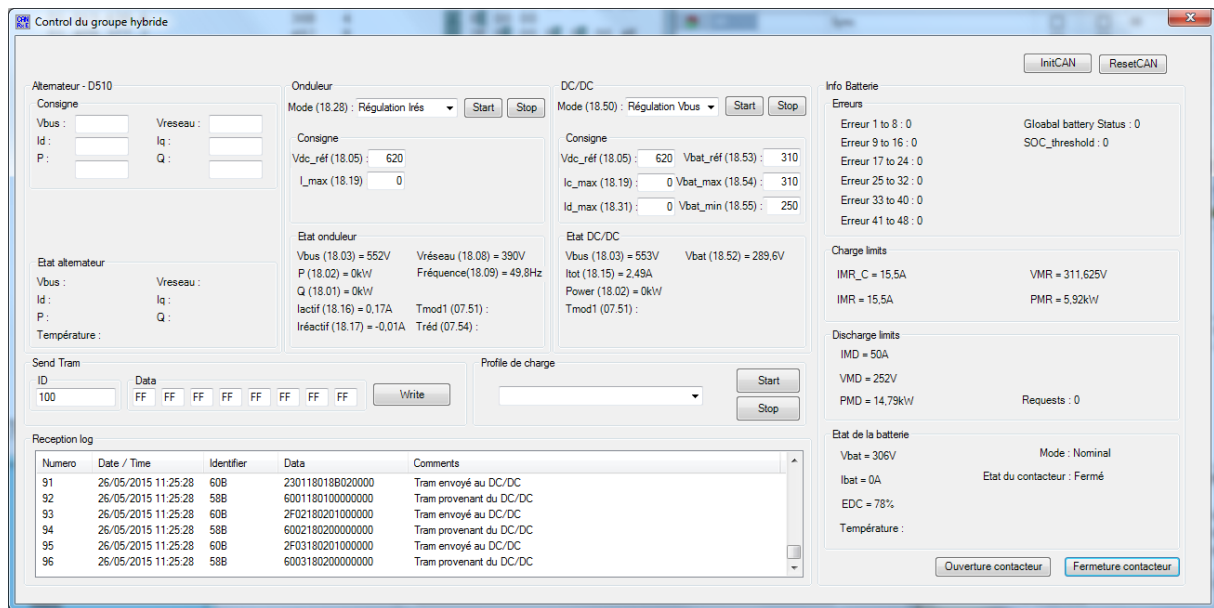


Figure 109 - Interface graphique du logiciel de supervision

Dans le but de valider le contrôle des flux de puissance échangés avec le réseau afin de créer les profils de charges souhaités nous réalisons des essais avec le système uniquement composé du système de stockage et des convertisseurs d'électronique de puissance.

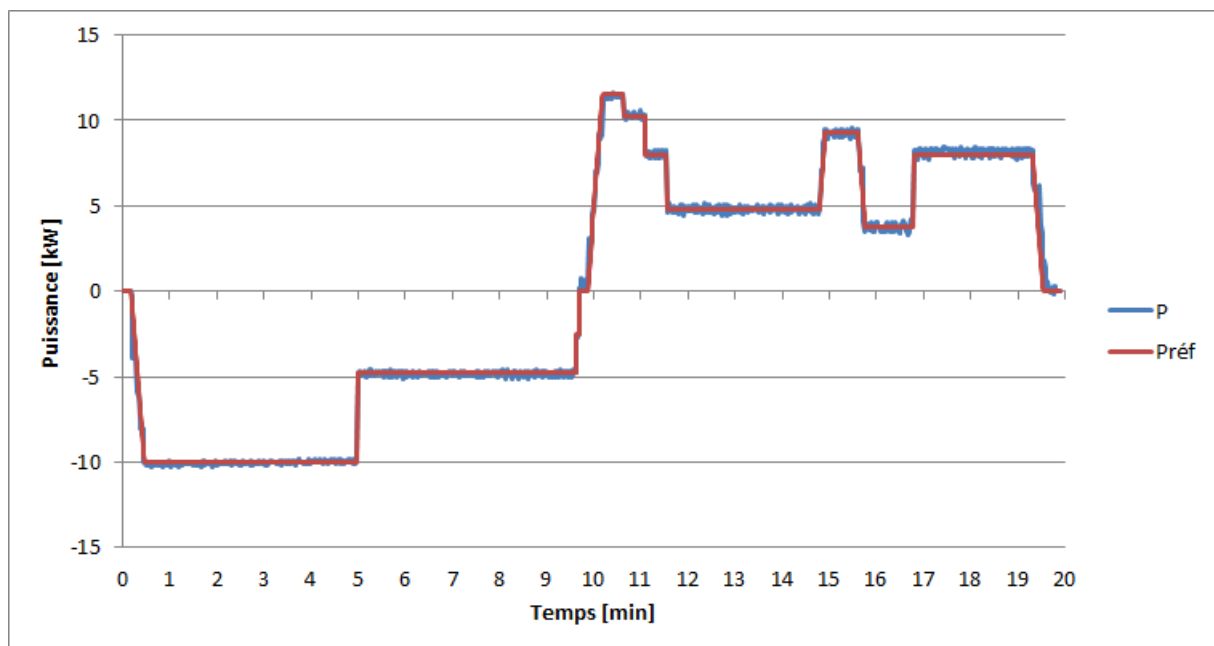


Figure 110 - Contrôle de flux de puissance échangés avec le réseau

Nous montrons alors sur la figure 110 que la puissance échangée avec le réseau suit bien la consigne demandée par l'utilisateur. Nous serons donc en mesure de créer les profils de charge définis précédemment.



IV Conclusion

Nous avons donc pu voir dans ce chapitre l'ensemble des étapes de dimensionnement du prototype du groupe électrogène hybride. Ce prototype est composé d'un système de stockage lithium-ions, d'un alternateur, d'un moteur diesel et de trois convertisseurs électroniques : un redresseur à diode, un convertisseur DC/DC et un onduleur. Cet ensemble est supervisé par un ordinateur permettant de lancer des scripts afin de générer des profils de charge définis par l'utilisateur.

Actuellement, nous avons uniquement validé l'étape de génération des profils de charge avec l'ensemble des convertisseurs électroniques et du système de stockage. Toutefois, nous sommes à présent prêts à réaliser des essais avec le groupe complet en ajoutant le groupe électrogène composé d'un moteur diesel et d'un alternateur. Le moteur est équipé d'un débitmètre permettant de mesurer en temps réel la consommation de carburant. Cela nous permettra alors de comparer la structure de groupe électrogène hybride à la structure de groupe électrogène classique.



Conclusion générale

L'objectif de cette thèse était d'étudier le développement d'un groupe électrogène associé à un système de stockage d'énergie. Cette étude avait pour objectif d'améliorer les performances énergétiques des groupes électrogènes actuels. Pour répondre à cette problématique, nous avons alors proposé une démarche de dimensionnement. Cette méthode permet de définir par conception simultanée à la fois l'architecture, la gestion du système et son dimensionnement dans le but d'aboutir à une conception optimale. Les algorithmes sont basés sur des méthodes mathématiques utilisant la programmation dynamique de Bellman ainsi qu'un algorithme d'optimisation à évolution différentielle.

Nous avons commencé par dresser un tour d'horizon des différentes technologies de stockage d'énergie pour les solutions hybrides de puissance modérée demandant une certaine mobilité. Ceci nous a permis de dégager plusieurs technologies candidates, qui selon leurs caractéristiques, peuvent répondre aux besoins de plusieurs applications.

Ensuite, nous avons développé des modèles pour chacun des sous-systèmes du groupe électrogène hybride. Afin de pouvoir appliquer les algorithmes d'optimisation, nous avons pris soin de prendre en compte les principaux paramètres dimensionnants. De plus, en intégrant dans nos modèles les coûts de maintenance ainsi que les coûts d'usure des sous-systèmes, nous avons également apporté une dimension économique à l'étude. Ceci permet notamment de définir l'intérêt du groupe hybride pour un industriel.

Grâce à cette étude, nous avons alors pu montrer que pour des profils qui possèdent de faibles facteurs de charge, la réduction de consommation peut être conséquente. Dans ce cas, le surcoût engendré par l'hybridation du groupe est amorti en quelques années. Nous avons également vu que l'ajout d'un système de stockage d'énergie permet de réduire la puissance du groupe électrogène. Néanmoins, pour le cas des profils qui possèdent des facteurs de charge élevé, l'hybridation du groupe n'a que peu d'intérêt. En effet, cela peut même introduire une surconsommation de carburant au système.

Face à ce bilan, nous avons donc décidé de réaliser un prototype dans le but de valider les résultats obtenus lors des simulations. Nous avons alors développé un système complet basé sur un groupe électrogène de 14kW, associé à un système de stockage lithium-ions de 12kW qui possède une capacité de 12kWh. Afin de gérer les flux de puissance au sein du système et recréer un réseau triphasé, nous avons alors élaboré les éléments d'électronique de puissance. Ces derniers sont composés d'un redresseur, d'un convertisseur DC/DC ainsi que d'un onduleur et nous permettent de générer des profils de charge de façon automatisé. Le moteur diesel est quant à lui équipé d'un débitmètre qui permet de mesurer la consommation de carburant. Les essais pour comparer ce système hybride à un groupe électrogène traditionnel de 24kW sont en cours.

En conclusion, l'hybridation d'un groupe électrogène avec un système de stockage d'énergie permet, sur des applications où le groupe traditionnel est souvent utilisé à faible charge, de réduire de manière importante la consommation de carburant. On montre également que le surcoût engendré par le système de stockage est alors rapidement amorti. Par contre, l'hybridation d'un groupe



électrogène n'aura que peu d'intérêt dans le cas où il est utilisé à pleine charge quasiment en permanence. L'ajout des étages de conversion d'électronique de puissance ainsi que du dispositif de stockage risque alors d'augmenter à la fois le coût du système, mais également sa consommation.

A la suite de ces travaux, nous pouvons donc prévoir plusieurs perspectives.

A l'heure actuelle, l'hybridation des générateurs électriques est un sujet qui a été peu étudié. Dans cette thèse, nous avons fait le choix de nous concentrer sur une méthodologie qui répond à la problématique du dimensionnement d'un système hybride. Nous nous sommes alors restreints à l'étude d'une seule structure. Néanmoins, il serait intéressant d'étudier d'autres architectures d'électronique de puissance en utilisant par exemple un redresseur actif à la place du pont de diodes ou encore des convertisseurs multiniveaux.

On pourra également élargir notre étude en intégrant d'autres technologies de système de stockage. Nous pensons notamment à la technologie de batterie lithium-ions dont le développement de son modèle n'a pas été abordé. Nous devons également porter plus d'intérêt à la prise en compte de la durée de vie des systèmes de stockage. En effet, la durée de vie est un des points clé dans l'utilisation d'un système de stockage d'énergie et il est très difficile de l'évaluer précisément car elle dépend non seulement du type du dispositif de stockage, mais également de la technologie et des procédés utilisés par les constructeurs.

Dans la même optique, on pourra étudier différentes structures d'alternateur. En effet, bien que dans cette thèse nous ayons choisi d'utiliser un alternateur synchrone à excitation bobinée, d'autres structures pourraient être plus adaptées à un fonctionnement à vitesse variable associé à des convertisseurs d'électronique de puissance. Dans cette configuration, nous pouvons penser aux structures à aimants permanents ou à commutation de flux.

Un autre point qui serait également important et indispensable à l'industrialisation du produit serait de définir une stratégie de commande en ligne. Cette méthode de gestion, également appelée commande en temps réel, permet de contrôler le système face à des profils inconnus.



Bibliographie

Dimensionnement d'un système hybride :

[AKL 08] Cossi Rockys AKLI, *Conception systémique d'une locomotive hybride autonome. Application à la locomotive hybride de démonstration et d'investigations en énergétique LHyDIE développée par la SNCF*, 289p, Thèse en génie Electrique, INP Toulouse, 2008.

[DEL 02] Sébastien DELPRAT, *Evaluation de stratégies de commande pour véhicules hybrides parallèles*, 168p, Thèse en automatique, Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambrésis, 2002.

[KER 09] Saida KERMANI, *Gestion énergétique des véhicules hybrides : de la simulation à la commande temps réel*, 232 p, Thèse en automatique, Université de Valenciennes et du Hainaut-Cambrésis, 2009.

[REG 03] Jérémie REGNIER, *Conception de systèmes hétérogènes en Génie Electrique par optimisation évolutionnaire multicritère*, 210 p, Thèse en Génie Electrique, INP Toulouse, 2003.

[SAR 06] Bruno SARENI, Jérémie REGNIER, Xavier ROBOAM, « Conception simultanée de systèmes électriques hétérogènes par algorithmes évolutionnaires multicritères. Applications à l'optimisation de chaînes de traction pour véhicules électriques », *Technique et Science Informatiques*, Editions Hermes, vol. 25, pp. 1103-1126, 2006.

Stratégie de gestion énergétique :

[WEI 07] Xi WEI, Vadim UTKIN, Giorgio RIZZONI, Lino GUZZELLA, « Model-based fuel optimal control of hybrid electric vehicle using variable structure control systems », *Journal of dynamic systems, measurement, and control*, Vol. 129, No. 1, pp. 13–19, 2007.

[GUE 13] Mouloud GUEMRI, *Heuristiques optimisées et robustes de résolution du problème de gestion d'énergie pour les véhicules électriques et hybrides*, Thèse en systèmes embarqués, Laboratoire Plasma et conversion d'Energie, 2013.

[LAG 09] Jérémy LAGORSE, Marcelo G. SIMÕES, Abdellatif MIRAOU, « A Multiagent Fuzzy-Logic-Based Energy Management of Hybrid Systems », *Industry Applications*, IEEE Transactions on, 2009.

[MES 14] A. MESEMANOLIS, C. MADEMLIS, I. KIOSKERIDIS, « Neuro-fuzzy energy management system in elevator drive applications for maximum braking energy regenerative capability », *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, 7th IET International Conference on, 2014.

[JAB 14] N. JABBOUR, C. MADEMLIS, I. KIOSKERIDIS, « Improved Performance in a Supercapacitor Based Energy Storage Control System with Bidirectional DC-DC Converter for Elevator Motor Drives », *Power Electronics, Machines and Drives (PEMD 2014)*, 7th IET International Conference on, 2014.

[BEL 57] Richard BELLMAN, *Dynamic Programming*, Princeton, Princeton University Press, 1957.



[PON 74] Lev PONTRIAGUINE, V. BOLTIANSKI, G. GAMKRELIDZE, and E. MICHTCHEENKO. *Théorie Mathématique des Processus Optimaux*. Moscou : Mir, 1974

Modélisation :

[GRO 04] Olivier GRONDIN, Modélisation du moteur à allumage par compression dans la perspective du contrôle et du diagnostic, Thèse de physique spécialité énergétique, Université de Rouen, 2004.

[BEN 06] Hamid BEN AHMED, Bernard MULTON, Gilles FELD, Nicolas BERNARD, « Machines synchrones - Modélisation en régime permanent », Technique de l'ingénieur, 2006.

[TAM 08] Yolande TAMTO, « Détermination des Paramètres d'une machine à Griffes. Application au domaine automobile », Engineering Sciences, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2008.

[STE 13] S. STEENTJES, M. LEBMANN, and K. HAMEYER, « Semi-physical parameter identification for an iron-loss formula allowing loss-separation », Journal of Applied Physics 113, 2013.

[REZ 11] Abderrezak REZZOUG, Mohammed EL-HADI ZAIM, *Non-conventional Electrical Machines*, 288 pages, Wiley-ISTE, 1 edition, 2011.

[NGU 11] The Dung NGUYEN, Etude de stratégie de modulation pour onduleur triphasé dédiées à la réduction des perturbations du bus continue en environnement embarqué, Thèse de technologie de l'information et des systèmes, Université de technologie de Compiègne, 2011.

[SIX 14] Fabien SIXDENIER, Julien MORAND, Oriol SALVADO, Dominique BERGOGNE, « Statistical Study of Nanocrystalline Alloy Cut Cores From Two Different Manufacturers », Magnetics, IEEE Transactions on, 2014.

[GER 01] Olivier GERGAUD, Bernard MULTON, Hamid BEN AHMED, « Modélisation d'une chaîne de conversion éolienne de petite puissance », Electrotechnique du Futur, Nancy, 2001.

[FOC 00] Henri FOCH, François FOREST, Thierry MEYNARD, *Onduleurs de tension – Mise en œuvre*, Techniques de l'ingénieur, 2000.

[INF 08] Dimensioning program IPOSIM for loss and thermal calculation of Infineon IGBT modules, Documentation of IPOSIM V6.2b, Infineon, March 2008.

[TRI 13] Sony TRIESTE, *Modélisation et optimisation technico-économique d'une chaîne de conversion et de stockage d'énergie d'un navire électrique zéro émission*, thèse de génie électrique, Université de Nantes, 2013.

[GER 02] Olivier GERGAUD, Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur, ENS Cachan, 2002.



[GER 03] Olivier Gergaud, Gaël Robin, Bernard Multon, Hamid Ben Ahmed, « Energy modeling of a lead-acid battery within hybrid wind / photovoltaic systems », European Power Electronic Conference, Toulouse, 2003.

[DOE 06] Dennis DOERFFEL, Suleiman Abu SHARKH, « A critical review of using the Peukert equation for determining the remaining capacity of lead-acid and lithium-ion batteries », Journal of Power Sources Volume 155, Issue 2, 21 April 2006, Pages 395–400, 2006.

Méthode mathématiques :

[BEL 52] Richard BELLMAN, « On the theory of dynamic programming », Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, volume 38, pages 716–719, 1952.

[BEL 57] Richard BELLMAN, « Dynamic Programming », Princeton University Press, 1957.

[DRE 02] Stuart DREYFUS, « Richard Bellman on the Birth of Dynamic Programming », Operations Research, Vol. 50, No. 1, 50th Anniversary Issue (Jan. - Feb., 2002), pp. 48-51, 2002.

[CAR 07] Guillaume CARLIER, *Note de cours : Programmation dynamique*, ENSAE, 2007.

[SCO 04] Julien SCORDIA, *Approche systématique de l'optimisation du dimensionnement et de l'élaboration de lois de gestion d'énergie de véhicules hybrides*, Doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy 1, 2004.

[STO 97] Rainer STORN and Kenneth PRICE, « Differential evolution - a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces », Journal of Global Optimization, pages 341–359, 1997.

[NEL 65] John NELDER, Roger MEAD, « A simplex method for function minimization », Computer Journal, pages 308–313, 1965.

[Price 05] Kenneth PRICE, Rainer M. STORN, Jouni A. LAMPINEN, *Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2005.

[DEB 02] Kalyanmoy DEB, Amrit PRATAP, Sameer AGARWAL, T. MEYARIVAN, « A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II », Evolutionary Computation, IEEE Transactions on, vol. 6, no 2, p. 182-197, 2002.

